



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
جامعة غرداية



Université de Ghardaïa
كلية العلوم والتكنولوجيا

Faculté des Sciences et de la Technologie
قسم الآلة والكهربائية

Département de d'automatique et d'électromécanique

N° d'enregistrement
/...../...../...../...../.....

Mémoire de fin d'étude, en vue de l'obtention du diplôme
Master

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Energies renouvelables en électrotechnique

Thème

Système PV-batterie-réseau : dimensionnement optimal et validation expérimentale dans la région de Ghardaïa

Présenté par :

Omar MAIZ HADJ AHMED

Soutenue publiquement le : 21/09/2025

Devant le jury compose de :

Charaf Abdelkarim MOSBAH	MCB	Président
Abdallah ZEGAOUI	Professeur	Examinateur
Sidi Mohammed El Amine BEKKOUCHE	Directeur de recherche	Examinateur
Noureddine BENBAHA	MRB	Encadreur
Abdelhak BOUCHAKOUR	Directeur de recherche	Co-encadreur

Année universitaire 2024/2025

Remerciements :

Je remercie d'abord Allah, le Tout-Puissant, pour m'avoir donné la force, la santé et la patience pour terminer ce mémoire.

Un grand merci à Monsieur **Noureddine BENBAHA**, mon encadrant principal. Merci pour votre confiance, vos conseils précieux, votre disponibilité et votre soutien tout au long de ce projet. Votre expertise et votre rigueur m'ont beaucoup aidé à avancer.

Je remercie aussi **Dr. Abdelhak BOUCHAKOUR**, mon co-encadrant. Votre aide technique, vos remarques pertinentes et votre suivi régulier ont été essentiels pour la réussite de ce travail.

Je tiens à remercier l'Unité de Recherche en Énergie Solaire Appliquée de Ghardaïa (URAER). Grâce à vous, j'ai pu utiliser les équipements, les outils et l'espace nécessaires pour réaliser la partie expérimentale. Votre laboratoire a été un vrai atout.

Merci aux membres du jury qui prendront le temps de lire et d'évaluer mon mémoire. Vos remarques, même critiques, seront pour moi une source d'amélioration.

Enfin, merci à ma famille, mes amis, mes collègues et tous ceux qui m'ont encouragé, écouté ou aidé, même un peu. Ce mémoire est aussi le vôtre.

Résumé

L'objectif de ce mémoire est d'étudier, concevoir et évaluer les performances d'un système photovoltaïque hybride destiné à l'alimentation de charges domestiques dans la région de Ghardaïa, caractérisée par un potentiel solaire exceptionnel mais aussi par une demande énergétique importante liée à la climatisation. Le système mis en place associe un générateur photovoltaïque de 2,72 kWc (huit modules de 340 Wc), un onduleur hybride Axpert VM II de 3 kW, un banc de 4 batteries plomb-acide (12 V / 200 Ah chacune, configuration 2S2P) offrant une capacité de 9,6 kWh théorique ($\approx 4,8$ kWh utile) et une connexion au réseau national comme source de secours. Les essais expérimentaux ont été réalisés le 31 mai 2025, en conditions réelles, avec des charges représentatives (climatiseur, ordinateur, instrumentation et éclairage). Les résultats montrent que le champ photovoltaïque a assuré la quasi-totalité des besoins diurnes, atteignant une puissance moyenne de 1,6 kW entre 9 h et 15 h. Les batteries ont joué un rôle crucial en soirée, avec un courant de décharge pouvant atteindre 55 A, avant que le réseau ne soit sollicité ponctuellement. Les mesures ont également mis en évidence l'impact direct de l'irradiation (jusqu'à 850 W/m^2) et de la température des cellules ($\approx 60^\circ\text{C}$) sur les performances du système. En conclusion, cette étude valide la faisabilité et l'efficacité des systèmes hybrides PV-batterie-réseau dans la région de Ghardaïa. Ces résultats ouvrent des perspectives pour le déploiement de solutions hybrides dans les régions sahariennes et contribuent aux objectifs nationaux de transition énergétique.

Mots-clés : Système photovoltaïque hybride, énergie solaire, batteries, réseau électrique, performance expérimentale, Ghardaïa, transition énergétique.

Abstract

The objective of this thesis is to study, design, and evaluate the performance of a hybrid photovoltaic system intended to supply domestic loads in the Ghardaïa region, which is characterized by an exceptional solar potential but also by a significant energy demand related to air conditioning. The implemented system combines a 2.72 kWp photovoltaic generator (eight 340 Wc modules), a 3 kW Axpert VM II hybrid inverter, a battery bank composed of 4 lead-acid batteries (12 V / 200 Ah each, 2S2P configuration) with a 9.6 kWh nominal capacity (≈ 4.8 kWh usable), and a connection to the national grid as a backup source. Experimental tests were carried out on May 31, 2025, under real operating conditions, with representative loads (air conditioner, computer, instrumentation, and lighting). The results show that the

photovoltaic field covered most of the daytime demand, delivering an average output of 1.6 kW between 9 a.m. and 3 p.m. The batteries played a crucial role in the evening, with discharge currents reaching 55 A, before the grid was occasionally used to cover the remaining deficit. Measurements also highlighted the direct influence of solar irradiance (up to 850 W/m²) and cell temperature (\approx 60 °C) on system performance. In conclusion, this study validates the feasibility and effectiveness of PV-battery-grid hybrid systems in the Ghardaïa region. These findings open promising perspectives for the deployment of hybrid solar systems in Saharan regions and contribute to Algeria's national energy transition goals.

Keywords: Hybrid photovoltaic system, solar energy, batteries, electrical grid, experimental performance, Ghardaïa, energy transition.

ملخص

يهدف هذا العمل إلى دراسة وتصميم وتقييم أداء نظام طاقوي هجين كهروضوئي-بطارئي-شبكة لتعطية الاحتياجات الطاقوية في منطقة غرداية، التي تتميز بموارد شمسية استثنائية تتجاوز 3000 ساعة إشعاع شمسي سنويًا، وبطلب متزايد خاصة للتكييف في فصل الصيف. يجمع النظام المفند بين مولد كهروضوئي بقدرة 2.72 كيلوواط ذروة (ثاني وحدات بقدرة 340 واط)، وعاكس هجين من طراز VM II Axpert بقدرة 3 كيلوواط، ومجموعة بطاريات مكون من 4 بطاريات حمض

الرصاص (12 فولت/200 أمبير ساعة لكل منها، بنظام ربط 2S2P) بسعة اسمية 9.6 كيلوواط/ساعة، ووصله بالشبكة الكهربائية الوطنية كمصدر احتياطي. أجريت الاختبارات التجريبية في 31 مايو 2025، في ظروف تشغيل حقيقة، باستخدام أحمال تمثيلية (مكيف هواء، حاسوب، أجهزة، وإضاءة). أظهرت النتائج أن الحقل الكهروضوئي غطّى أغلب الطلب النهاري بقدرة متوسطة بلغت 1.6 كيلوواط بين الساعة التاسعة صباحاً والثالثة زوالاً. أما البطاريات فقد لعبت دوراً محورياً خلال

فترة المساء بتيار تفريغ وصل إلى 55 أمبير ، بينما تدخلت الشبكة الوطنية فقط عند العجز . كما أبرزت النتائج التأثير المباشر للإشعاع الشمسي (حتى 850 واط/م²) ودرجة حرارة الخلية (\approx 60 درجة مئوية) على أداء النظام. وفي الختام، ثبتت هذه الدراسة جدوى وفعالية الأنظمة الهجينية التي تجمع بين الطاقة الكهروضوئية والبطارية والشبكة في منطقة غرداية. تفتح هذه النتائج آفاقاً واعدة لنشر أنظمة الطاقة الشمسية الهجينية في المناطق الصحراوية، وُسْهم في تحقيق الأهداف الوطنية للتحول في مجال الطاقة في الجزائر.

الكلمات المفتاحية: نظام كهروضوئي هجين، الطاقة الشمسية، بطاريات، شبكة كهربائية، أداء تجاري، غرداية، انتقال طاقوي.

Sommaire

Remerciement.....	I
Résumé	II
Liste des figures.....	VIII
Liste de Tableaux.....	IX
Liste des notations et l'abréviations.....	X
Introduction Générale.....	1
Chapitre 1 : Présentation Générale des Systèmes Photovoltaïques	5
1.1. Introduction.....	6
1.2. Répartition des composantes du rayonnement solaire.....	6
1.2.1. Rayonnement direct	6
1.2.2. Rayonnement diffus	6
1.2.3. Rayonnement réfléchi (albédo).....	7
1.2.4. Rayonnement global	7
1.3. Hauteur du soleil, angle zénithal et angle azimutal	8
1.4. Orientation optimale du système solaire.....	9
1.5. Masse d'air	10
1.6. Photovoltaïque	11
1.6.1. Historique de l'effet photovoltaïque	11
1.6.2 Principe de fonctionnement des capteurs solaires (l'effet photovoltaïque)	12
1.7. Les différents types de cellules photovoltaïques	12
1.7.1. Silicium monocristallin.....	12
1.7.2 Silicium polycristallin (ou multicristallin).....	13
1.7.3 Silicium amorphe (couche mince)	15
1.7.4. Les cellules multi-jonctions	16
1.8. Les différents types de systèmes photovoltaïques	16
1.8.1 Système photovoltaïque hybride.....	16
1.8.2 Système photovoltaïque connecté au réseau.....	17
1.8.3 Système photovoltaïque autonome	18

1.9. Composants du système photovoltaïque	18
1.9.1 Générateur photovoltaïque	19
1.9.2. Les batteries solaires	20
A. Batterie au plomb-acide	20
B. Batterie NiCd (Nickel-Cadmium)	20
C. Batterie NiMH (Nickel-Métal-Hydrure)	21
D. Batterie Lithium-ion (Li-ion)	21
1.9.3. Contrôleur de charge.....	22
1.9.4. Régulateur	22
A.PWM	22
B. Régulateur MPPT (Maximum Power Point Tracking).....	23
1.9.5. Les onduleurs	24
1.10. Avantages et inconvénients de système photovoltaïque	24
1.10.1 Avantages.....	24
1.10.2 Inconvénients	25
1.11. Conclusion	25

Chapitre 2 : Modélisation des composants du système PV-Batterie.....	27
2.1 Introduction.....	28
2.2 Modélisation du rayonnement solaire.....	28
2.2.1 Le rayonnement direct S	28
2.2.3. Le rayonnement diffus D	29
2.2.4. Rayonnement diffus total reçu par un plan incliné	30
2.2.5. Puissance totale reçue par un plan incliné	30
2.3. Modélisation de la cellule photovoltaïque	31
2.3.1 Puissance maximale d'une cellule photovoltaïque	33
2.3.2 Influence de la température et de l'ensoleillement sur le rendement.....	34
A. Influence de l'ensoleillement	34
B. Influence de la température	36
C. Influence de la température sur les courbes I(V) et P(V).....	36
2.4. Association des générateurs photovoltaïques	38
2.4.1 Association en parallèle	38
2.4.2. Association en série	39

2.4.3. Association mixte des générateurs photovoltaïques	40
2.5. Modélisation du stockage	40
2.5.1. Modèle de charge de la batterie	41
2.5.2. Modèle de la décharge de la batterie.....	41
2.5.3 Tension de la batterie	42
2.5.4 Courant de la batterie	44
2.5.5 Rendement de la batterie.....	45
2.6. Les convertisseurs DC-DC (hacheurs)	45
2.6.1. Hacheur dévolteur (Buck).....	46
2.6.2. Hacheur survolteur (Boost).....	48
2.6.3. Hacheur dévolteur-survolteur	49
2.7. Conclusion	50

Chapitre 3 : Étude de cas : système hybride PV-Batteries-Réseau dans la région de Ghardaïa.....51

3.1 Introduction.....	52
3.2 Dimensionnement du système PV hybride	52
3.3 Présentation générale du système hybride PV-batterie-réseau étudié	54
3.3.1 Description des composants du système	55
A. Onduleur solaire hybride.....	55
B. Générateur photovoltaïque	56
C. Batteries.....	58
D. Charge électrique	59
3.3.2 Analyse des performances	59
A. Production d'énergie photovoltaïque	59
B. Contribution des batteries.....	60
C. Rôle du réseau électrique.....	60
3.4 Réalisation du projet	60
3.4.1 Installation des panneaux photovoltaïques	60
3.4.2 Raccordement et paramétrage de l'onduleur	61
3.4.3 Banc de batteries	62
3.4.4 Installation des instruments de mesure	63

3.4.5 Charges expérimentales	64
3.5 Résultats expérimentaux et discussions.....	66
3.5.1 Eclairage et température de site	66
3.5.2 Puissance photovoltaïque (P_PV) et puissance de la charge (P_Load)	67
3.5.3 Courant de charge et de décharge de la batterie (I_charge I_discharge)	69
3.5.4 Tension (V_batt) et capacité (C_batt) de la batterie	70
3.5.5 Température de cellule (T) et tension du générateur photovoltaïque (V_PV).....	71
3.6 Perspectives d'Optimisation et Solutions Techniques.....	72
3.7 Conclusion	73
Conclusion général	74

Liste des figures

Chapitre 1

Figure 1.1 : Un rayonnement diffus à travers la couverture nuageuse	7
Figure 1.2: Les composantes de rayonnement global	8
Figure 1.3 : Système de coordonnées	9
Figure 1.4 : Diagramme solaire	10
Figure 1.5 : Variation de la masse d'air selon l'angle d'élévation du soleil	11
Figure 1.6 : Représentation simplifiée de l'effet photovoltaïque dans une jonction PN.....	12
Figure 1.7 : cellule de silicium monocristallin	13
Figure 1.8 : cellule de silicium polycristallin (ou multicristallin)	14
Figure 1.9 : Cellule de silicium amorphe (couche mince).....	15
Figure 1.10 : Les cellules multi-jonctions	16
Figure 1.11 : Schema synoptique du Système photovoltaïque hybride.....	17
Figure 1.12 : Schema synoptique du système photovoltaïque connecté au réseau	17
Figure 1.13 : Schéma d'un système photovoltaïque autonome	18
Figure 1.14 : Générateur photovoltaïque	19
Figure 1.15 : Batterie au plomb-acide	20
Figure 1.16 : Batterie NiCd (Nickel-Cadmium).....	21
Figure 1.17 : Batterie NiMH (Nickel-Métal-Hydrure).....	21
Figure 1.18 : Batterie Lithium-ion (Li-ion)	22
Figure 1.19 : Régulateur PWM	23
Figure 1.20 : Régulateur MPPT (Maximum Power Point Tracking)	24
Chapitre 2	
Figure 2.1 : Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque.....	31

Figure 2.2 : Puissance maximale idéale et pratique.....	34
Figure 2.3 : Courbes I(V) d'un panneau à divers ensoleillements à T=25°C.....	35
Figure 2.4 : Courbes P(V) d'un panneau à divers ensoleillements à T=25°C.....	35
Figure 2.5 : Courbes I(V) d'un générateur PV pour différentes températures à G=1000W/m	37
Figure 2.6 : Courbes P(V) d'un générateur PV pour différentes températures à G=1000W/m.	37
Figure 2.7 : Associations des cellules PV en parallèle.....	39
Figure 2.8 : Association des cellules en série.....	39
Figure 2.9 : Connexions mixtes des modules photovoltaïques sur la caractéristique I(V)....	40
Figure 2.10 : Schéma électrique de batterie	43
Figure 2.11 : Convertisseur DC/DC	45
Figure 2.12 : Schéma de principe d'un convertisseur dévolteur (buck).....	46
Figure 2.13 : Schémas équivalents du hacheur dévolteur, (a) : K fermé, (b) : K ouvert.....	47
Figure 2.14 : Schéma de principe d'un convertisseur (Boost)	48
Figure 2.15 : Schémas équivalents de l'hacheur survolteur, (a) : K fermé, (b) : K ouvert.....	49
Figure 2.16 : Schéma de principe d'un convertisseur dévolteur-survolteur	50

Chapitre 3

Figure 3.1 : Présentation générale du système	54
Figure 3.2 : Caractéristiques d'onduleur Axpert VM II, 3 kW	56
Figure 3.3 : Caractéristiques d'un module PV.....	57
Figure 3.4 : Caractéristiques de GPV.....	58
Figure 3.5 : Caractéristiques de batterie	59
Figure 3.6 : Installation des modules PV sur le site expérimental.....	61
Figure 3.7 : Armoire de raccordement du système photovoltaïque.....	62
Figure 3.8 : Onduleur hybride Axpert VM II (3 kW) utilisé dans le système expérimental	62
Figure 3.9 : Assemblage des batteries et leur raccordement avec l'onduleur.....	63
Figure 3.10 : Pyranomètre utilisé pour la mesure du rayonnement solaire global.....	64
Figure 3.11 : Thermocouple installé pour la mesure de la température des modules	64
Figure 3.12 : Climatiseur (12000 BTU) utilisé.....	65

Figure 3.13 : Projecteurs LED (200 W) utilisés.....	65
Figure 3.14 : Ordinateur de bureau et appareil de mesure Agilent 34970A.....	66
Figure 3.15 : Éclairement et température du site.....	67
Figure 3.16 : Puissance photovoltaïque (P_PV) et puissance de la charge (P_Load)	68
Figure 3.17 : Courant de charge et de décharge de la batterie.....	69
Figure 3.18 : Tension (V_batt) et capacité (C_batt) de la batterie	70
Figure 3.19 : Température de cellule (T) et tension du générateur photovoltaïque (V_PV)....	72

Liste des tableaux

Tableau 2.1 : Caractéristique de batterie plomb acide.....	44
---	----

Liste des notations et l'abréviations

PV : Photovoltaïque.

GPV : Générateur Photovoltaïque.

AC : courant alternatif.

DC : courant continu.

MPPT : Suiveur de point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracking).

URAER : Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables.

I_0 : Courant de saturation de la diode (A)

I_{Ph} : Courant photonique de la cellule (A)

I_{max} : Courant maximal de cellule (A)

I_{PV} : Courant du générateur photovoltaïque

I_{cc} : Courant de court-circuit du panneau solaire (A)

I_{sc} : courant de court-circuit (A)

G : L'éclairement (W/m^2)

V_{PV} Tension du générateur photovoltaïque

V_{oc} : Tension de circuit ouvert du panneau solaire (A)

N_s : Nombre de panneaux en série

N_p : Nombre de panneaux en parallèles

C : Capacité du convertisseur DC/DC.

R_s : Résistance série (Ω)

R_p : Résistance parallèles (Ω)

T_{ref} : Température de cellules, à condition de référence ($^{\circ}\text{K}$).

Tc : Température de cellule K Constante de Boltzmann ($k = 1,38 \cdot 10^{-23} \text{ J/}$)

Q : Charge de l'électron ($q = 1,602 \cdot 10^{-19} \text{ C}$)

n : Facteur d'idéalité de la diode

TN : température nominale (généralement 298 K).

Ah :

V_{PV} : tension aux bornes

T : température du GPV

V_{batt} : tension aux bornes du banc des batteries

C_{batt} : capacité du banc des batteries

$I_{\text{charge Batt}}$: Courant de charge de banc des batteries

$I_{\text{discharge Batt}}$: Courant de disharge de banc des batteries

Introduction Générale

Introduction Générale

Introduction générale

L'énergie solaire n'est plus une simple alternative : c'est aujourd'hui une nécessité. Face à l'épuisement progressif des énergies fossiles, à la volatilité des prix du pétrole et du gaz, et aux conséquences dévastatrices du changement climatique, les pays du monde entier cherchent à diversifier leur mix énergétique en misant sur des sources renouvelables, propres et durables. Parmi celles-ci, l'énergie photovoltaïque occupe une place de choix non seulement pour son caractère inépuisable, mais aussi pour sa modularité, sa simplicité d'installation et son absence d'émissions polluantes en phase d'exploitation.

L'Algérie bénéficie d'un ensoleillement parmi les plus intenses au monde, lui conférant un potentiel solaire considérable, encore largement inexploité. Certaines régions, notamment dans le sud du pays, reçoivent une quantité très élevée de rayonnement solaire tout au long de l'année, suffisante en théorie pour répondre plusieurs fois à la demande énergétique nationale. Toutefois, malgré cet atout naturel majeur, l'accès à l'électricité demeure problématique dans les zones isolées. L'instabilité du réseau, les coupures fréquentes et le manque d'infrastructures adaptées compliquent la vie quotidienne des habitants, particulièrement en période estivale, où la forte chaleur entraîne une augmentation brutale de la consommation liée à la climatisation.

C'est dans ce contexte que s'inscrit ce mémoire. Son objectif principal est de démontrer, de manière concrète et rigoureuse, qu'un système hybride photovoltaïque combinant panneaux solaires, batteries de stockage et raccordement au réseau peut non seulement fonctionner, mais prospérer dans les conditions extrêmes du désert saharien, en particulier à Ghardaïa. Située en plein cœur du Sahara, cette ville bénéficie d'un ensoleillement quasi constant, mais subit aussi des températures dépassant régulièrement 45°C en été, des tempêtes de sable, et une forte poussière qui réduit l'efficacité des panneaux. Ces contraintes ne sont pas des obstacles insurmontables : elles sont des paramètres à intégrer, à mesurer, et à compenser par un dimensionnement intelligent et une gestion énergétique optimisée.

Pour atteindre cet objectif, ce travail est structuré en trois grandes parties, formant un parcours logique allant de la théorie à la pratique :

- **Chapitre 1 :** Fondements théoriques des systèmes photovoltaïques Avant de construire quoi que ce soit, il faut comprendre. Ce premier chapitre pose les bases scientifiques et techniques indispensables. Nous y expliquons en détail ce qu'est le rayonnement solaire

Introduction Générale

ses composantes (direct, diffus, réfléchi), ses variations selon l'heure, la saison et la géographie. Nous décrivons le principe physique de l'effet photovoltaïque, comment un photon peut libérer un électron et générer un courant électrique. Nous passons ensuite en revue les différentes technologies de cellules solaires (monocristallin, polycristallin, amorphe, multi-jonctions), en comparant leurs rendements, leurs coûts et leurs domaines d'application. Enfin, nous présentons les trois grandes architectures de systèmes photovoltaïques : autonome (pour les sites isolés), connecté au réseau (pour l'injection d'électricité), et hybride celui qui nous intéresse ici, car il combine le meilleur des deux mondes : l'indépendance énergétique du solaire, la sécurité du réseau, et la flexibilité du stockage par batteries.

- **Chapitre 2 :** Modélisation mathématique des composants clés Comprendre, c'est bien. Prévoir, c'est mieux. Ce deuxième chapitre est le cœur technique du mémoire. Il ne s'agit pas ici de théorie abstraite, mais de modèles concrets, utilisables pour dimensionner un système réel. Nous développons les équations qui décrivent le comportement d'une cellule photovoltaïque en fonction de la température et de l'irradiation deux paramètres critiques à Ghardaïa. Nous modélisons le stockage d'énergie via les batteries, en intégrant les notions d'état de charge (SOC), de profondeur de décharge (DOD), de rendement et de tension en fonction du courant. Enfin, nous étudions les convertisseurs DC-DC (Buck, Boost, Buck-Boost), ces "boîtes noires" intelligentes qui adaptent la puissance du générateur à la charge, et permettent de rester constamment au point de puissance maximale (MPPT). Ce chapitre est la "boîte à outils" indispensable : sans lui, on installe à l'aveugle. Avec lui, on anticipe, on optimise, on évite les erreurs coûteuses.
- **Chapitre 3 :** Étude de cas expérimentale à Ghardaïa La théorie a ses limites. Seul le terrain donne les vraies réponses. Dans ce troisième chapitre, nous quittons les équations pour passer à l'action. Nous installons un système hybride réel sur le site de Ghardaïa : 2,72 kWc de panneaux polycristallins, un onduleur hybride Axpert VM II de 3 kW, et un banc de 4 batteries gel de 12V/200Ah. Nous le testons pendant une journée typique de fin mai le 31 mai 2025 sous un ciel dégagé et une chaleur accablante. Nous mesurons tout : la production PV, la tension des batteries, le courant de charge, la température des modules, la consommation des charges (climatisation, éclairage, équipements). Et nous analysons : est-ce que le système tient la route ? Oui. Est-ce qu'il est parfait ? Non. Les batteries sont poussées à bout, avec une tension qui chute à 10V en fin de nuit un niveau

Introduction Générale

dangereux qui les use prématûrement. Mais ce n'est pas un échec : c'est une opportunité d'amélioration. Nous proposons donc des solutions concrètes : doubler les batteries, ajouter un peu plus de panneaux, optimiser la stratégie de charge.

Chapitre 1

Présentation Générale des Systèmes

Photovoltaïques

1.1. Introduction

Le développement des systèmes photovoltaïques s'impose aujourd'hui comme une réponse incontournable aux défis énergétiques et environnementaux mondiaux. En exploitant l'énergie solaire, une ressource naturelle, abondante et renouvelable, ces systèmes offrent une alternative durable et propre aux sources d'énergie conventionnelles, souvent polluantes et limitées. Ce chapitre a pour objectif de poser les bases fondamentales de la technologie photovoltaïque. Il débute par une analyse approfondie du rayonnement solaire, composante première de toute production d'énergie photovoltaïque, en détaillant ses différentes formes (direct, diffus, réfléchi) et les paramètres géométriques essentiels comme la hauteur du soleil et les angles zénithal et azimutal. Il aborde ensuite les principes physiques de l'effet photovoltaïque, les divers types de cellules solaires disponibles sur le marché, ainsi que les principales architectures de systèmes (autonomes, hybrides, connectés au réseau). Une attention particulière est portée aux systèmes autonomes, dont les composants clés générateur photovoltaïque, batterie, régulateur de charge et onduleur sont décrits en détail. Enfin, le chapitre se conclut par une évaluation équilibrée des avantages et des inconvénients de cette technologie, offrant ainsi une vue d'ensemble complète pour comprendre son potentiel et ses limites dans le paysage énergétique actuel.

1.2. Répartition des composantes du rayonnement solaire

1.2.1. Rayonnement direct

Le rayonnement direct est la portion du rayonnement solaire qui atteint la surface terrestre sans être diffusée par l'atmosphère. Il est formé de rayons parallèles émis directement par le soleil, et sa présence est maximale lorsque le ciel est clair. Ce type de rayonnement peut être concentré à l'aide de miroirs et est mesuré par un pyrhéliomètre. [1]

1.2.2. Rayonnement diffus

Le rayonnement diffus provient de la dispersion des rayons solaires par l'atmosphère (air, nuages, poussières). Cette diffusion entraîne une répartition des rayons dans toutes les directions. Elle dépend fortement des conditions météorologiques, notamment de la couverture nuageuse et de la qualité de l'air. [1]



Figure 1.1 : Un rayonnement diffus à travers la couverture nuageuse [29].

1.2.3. Rayonnement réfléchi (albédo)

Le rayonnement réfléchi est la part du rayonnement solaire renvoyée par le sol ou les objets environnants. Son intensité dépend des caractéristiques de surface : les matériaux clairs comme la neige ou l'eau renvoient davantage de lumière, contrairement aux surfaces sombres qui l'absorbent. [1]

1.2.4. Rayonnement global

Le rayonnement global est la somme des trois composantes précédentes : directe, diffuse et réfléchie. Il représente l'ensemble de l'énergie solaire reçue sur une surface et constitue une donnée clé pour le dimensionnement des systèmes photovoltaïques. [1]

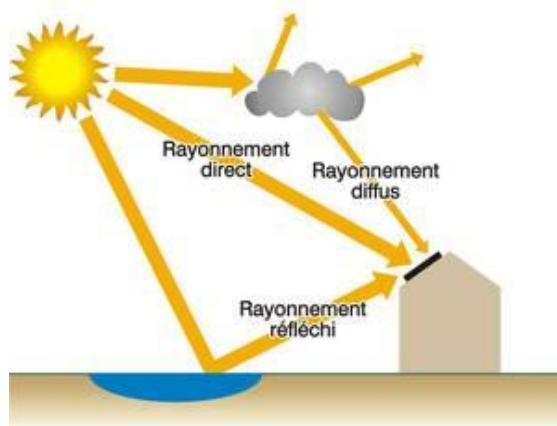


Figure 1.2: Les composantes de rayonnement global [29].

1.3. Hauteur du soleil, angle zénithal et angle azimutal

La **hauteur solaire** correspond à l'angle formé entre la direction du Soleil et le plan de l'horizon, tel que perçu par un observateur. Elle varie de 0° (au lever et au coucher du soleil) à 90° lorsque le soleil est au zénith [2].

L'**angle zénithal** est l'angle complémentaire de la hauteur solaire, c'est-à-dire l'angle entre la verticale (au-dessus de l'observateur) et la position apparente du Soleil. Il est également compris entre 0° et 90° , et peut être déterminé par des relations trigonométriques simples [2].

Par définition, l'angle zénithal est l'opposé de la hauteur solaire, la somme des deux étant égale à 90° .

L'**angle azimutal** (θ_A) désigne quant à lui l'angle formé entre le nord géographique et la projection du soleil sur l'horizon. Il est mesuré dans le sens horaire, en partant du nord, et permet de localiser horizontalement la position du Soleil dans le ciel. Ces différents angles sont représentés à la figure 6 [3].

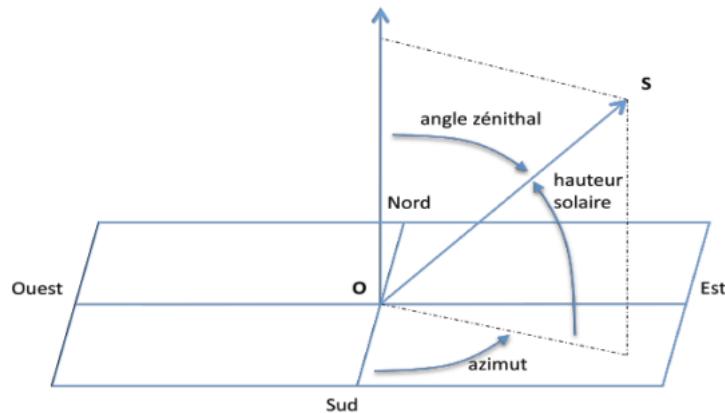


Figure 1.3 : Système de coordonnées

1.4. Orientation optimale du système solaire

L'orientation d'un système solaire est définie par deux angles principaux : l'angle d'inclinaison (par rapport à l'horizontale) et l'angle azimuthal (par rapport au nord). Ces paramètres influencent directement l'angle d'incidence (θ), qui est l'angle entre les rayons solaires et la surface panneau.

Pour maximiser la captation du rayonnement solaire, il est idéal que la surface du panneau soit perpendiculaire aux rayons incidents. Ainsi, l'optimisation de l'orientation permet d'atteindre un rendement énergétique maximal, en tenant compte de la latitude du site, de la période de l'année et du type d'installation (fixe ou mobile). [4]

- **Un diagramme de rayonnement solaire** permet de visualiser la trajectoire du soleil dans le ciel pour un lieu donné. Il facilite le choix de l'orientation et de l'inclinaison des modules photovoltaïques en fonction des saisons, afin de capter le maximum d'ensoleillement.

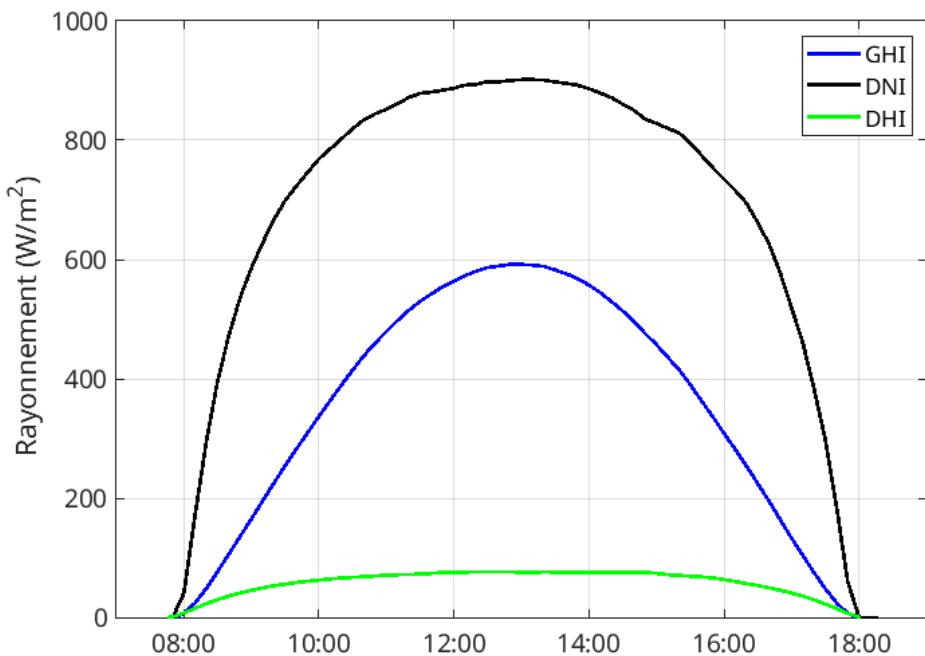


Figure 1.4 : Diagramme de rayonnement solaire

1.5. Masse d'air

La masse d'air, notée généralement AM (Air Mass), représente la quantité d'atmosphère que les rayons solaires doivent traverser avant d'atteindre la surface terrestre. Elle est définie comme le rapport entre l'épaisseur d'atmosphère traversée par le rayonnement solaire pour une position donnée du soleil, et celle traversée à la verticale (au zénith), au niveau de la mer.

Lorsque le soleil est à la verticale (hauteur solaire de 90°), la masse d'air est minimale et vaut 1 (AM = 1). Plus le soleil se rapproche de l'horizon, plus le trajet des rayons dans l'atmosphère s'allonge, augmentant ainsi la masse d'air. Cette traversée plus longue entraîne une atténuation du rayonnement, en raison des phénomènes d'absorption et de diffusion par les molécules d'air, les poussières et les vapeurs d'eau.

La masse d'air est donc un paramètre essentiel dans l'évaluation de l'irradiation solaire reçue au sol, notamment pour les calculs de rendement des systèmes photovoltaïques. [1]

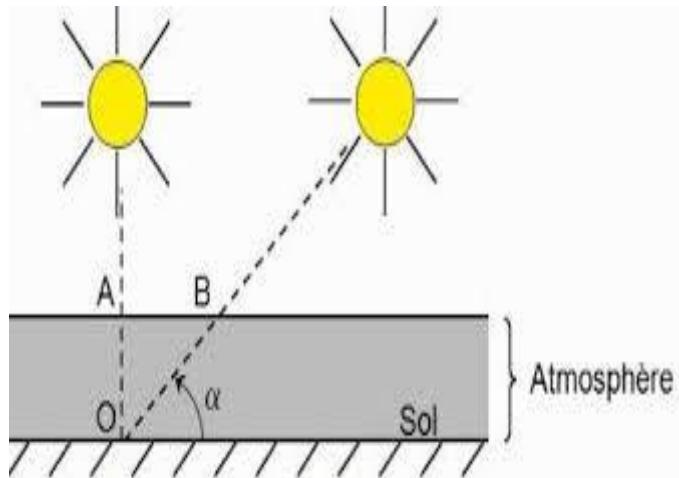


Figure 1.5 : Variation de la masse d'air selon l'angle d'élévation du soleil.

1.6. Photovoltaïque

1.6.1. Historique de l'effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque a été observé pour la première fois en 1839 par le physicien français Edmond Becquerel, qui constata que certains matériaux produisaient une faible quantité d'électricité lorsqu'ils étaient exposés à la lumière. Plus tard, en 1912, Albert Einstein en expliqua les mécanismes théoriques. Cependant, cette découverte demeura longtemps une simple curiosité scientifique confinée aux laboratoires, jusqu'au milieu du XXe siècle [1].

Dès les années 1870, Heinrich Hertz poursuivit les recherches en étudiant cet effet dans des matériaux solides comme le sélénium, dont le rendement d'environ 1 % permit une première application concrète dans les luxmètres utilisés par les photographes [1].

Des avancées significatives furent réalisées au cours des années 1950, notamment par les Bell Laboratories, qui développèrent la première cellule photovoltaïque en silicium cristallin avec un rendement de 4 %, grâce au procédé de croissance Czochralski. L'essor de l'industrie des semi-conducteurs joua un rôle crucial dans ce développement, puisque la cellule photovoltaïque peut être considérée comme une grande diode au silicium, occupant la totalité de la surface de la plaquette sur laquelle elle est fabriquée [1].

La taille des cellules solaires a suivi l'évolution des wafers utilisés en microélectronique, passant de 5,08 cm dans les années 1970 à 7,62 cm à la fin de cette décennie, puis à 10,16 cm au début des années 1980. Ce n'est qu'avec l'introduction de la croissance de lingots multicristallins de forme parallélépipédique que des plaquettes carrées de 10 cm de côté ont pu être produites, atteignant aujourd'hui couramment des dimensions de 12,5 à 15 cm [5].

1.6.2 Principe de fonctionnement des capteurs solaires (l'effet photovoltaïque)

Lorsqu'un photon est absorbé par un matériau semi-conducteur, il transfère une partie de son énergie à un électron, lui permettant de quitter son état stable initial (niveau d'énergie inférieur) pour atteindre un niveau d'énergie plus élevé. Ce processus arrache littéralement l'électron de sa position initiale dans le réseau cristallin, générant ainsi une perturbation dans l'équilibre électrique du matériau. Il en résulte la formation d'une paire électron-trou possédant la même énergie électrique [6].

Sur le plan électrique, l'absorption du photon se manifeste donc par la création de cette paire électron-trou. La séparation de ces charges entraîne une répartition inégale dans le matériau, provoquant l'apparition d'une différence de potentiel électrique : c'est le principe fondamental de l'effet photovoltaïque [6].

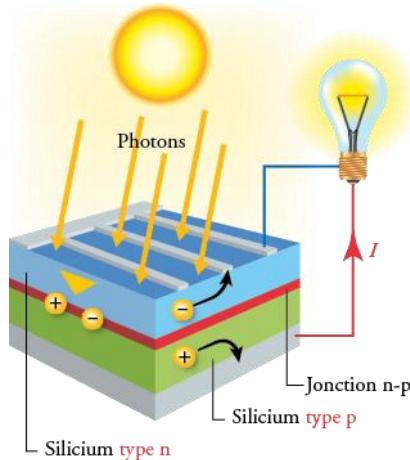


Figure 1.6 : Représentation simplifiée de l'effet photovoltaïque dans une jonction PN.

1.7. Les différents types de cellules photovoltaïques

Les cellules photovoltaïques se déclinent en plusieurs types, principalement différenciés par la structure du silicium utilisé et la technologie de fabrication. Voici les plus courants [7] :

1.7.1. Silicium monocristallin

Les cellules en silicium monocristallin représentent la première génération de technologies photovoltaïques. Elles sont obtenues à partir d'un unique cristal de silicium pur, obtenu par fusion puis refroidissement lent et contrôlé du matériau, formant ainsi un cristal homogène. Ce

cristal est ensuite découpé en fines plaquettes pour constituer les cellules. Ces dernières présentent un couleur bleu foncé uniforme et brillante.

Ce type de cellule est connu pour offrir les meilleurs rendements, généralement compris entre 12 % et 20 %, ce qui en fait une solution efficace pour les installations avec des contraintes d'espace. [7]



Figure 1.7 : cellule de silicium monocristallin

- **Avantages**

- Très bon rendement énergétique (jusqu'à 20 %)
- Bonne densité de puissance (environ 150 Wc/m^2)
- Longue durée de vie (20 à 30 ans)
- Large disponibilité commerciale [7]

- **Inconvénients**

- Coût de production élevé
- Moins performant en conditions de faible ensoleillement [7]

1.7.2 Silicium polycristallin (ou multicristallin)

Le silicium polycristallin est aujourd'hui l'un des types les plus utilisés dans le monde. Lors de sa fabrication, le silicium est refroidi de façon à former plusieurs cristaux au lieu d'un seul.

Cette structure hétérogène donne à la cellule un aspect bleuté non uniforme, avec des motifs visibles à l'œil nu.

Même si son rendement est légèrement inférieur à celui du monocristallin (généralement entre 11 % et 15 %), il compense cet inconvénient par un coût de fabrication réduit, ce qui en fait une solution très compétitive pour la production à grande échelle. [7]



Figure 1.8 : cellule de silicium polycristallin (ou multicristallin)

- **Avantages**

- Moins cher que le monocristallin
- Forme carrée des cellules, optimisant l'agencement dans les modules
- Bon rapport qualité-prix
- Durée de vie similaire (20 à 30 ans) [7]

- **Inconvénients**

- Rendement inférieur (11 à 15 %)
- Densité de puissance plus faible (environ 100 Wc/m²)
- Moins performant par faible éclairement [7]

1.7.3 Silicium amorphe (couche mince)

Le silicium amorphe appartient à la famille des couches minces. Ici, le silicium est déposé sous forme de gaz sur un substrat comme du verre ou du plastique. Ces cellules sont généralement de couleur gris foncé et se retrouvent souvent dans des applications à faible consommation, comme les calculatrices ou montres solaires.

Cette technologie est particulièrement adaptée aux faibles éclairages, mais son rendement reste modeste, autour de 6 à 8 %. Elle permet toutefois la fabrication de cellules flexibles et l'intégration sur divers supports. [7]

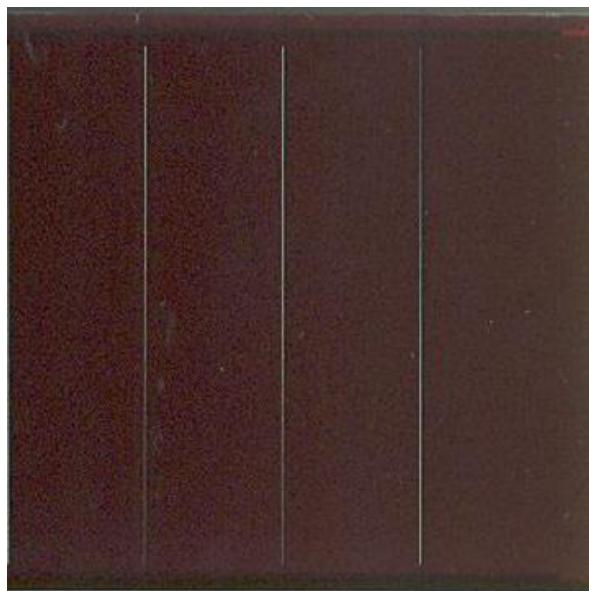


Figure 1.9 : Cellule de silicium amorphe (couche mince)

- **Avantages**

- Fonctionne bien sous un éclairage diffus (même par temps nuageux)
- Moins coûteuse que les cellules cristallines
- Intégration facile sur surfaces souples ou rigides [7]

- **Inconvénients**

- Rendement faible en plein soleil
- Nécessite une plus grande surface pour produire la même puissance (env. 60 Wc/m²)
- Dégradation progressive des performances (jusqu'à 7 % de perte) [7]

1.7.4. Les cellules multi-jonctions

Les cellules photovoltaïques multi-jonctions sont composées de plusieurs couches de matériaux semi-conducteurs, chacune étant optimisée pour absorber une partie spécifique du spectre solaire. Cette configuration permet d'améliorer considérablement le rendement global. Toutefois, malgré leur efficacité prometteuse, ces cellules ne sont pas encore disponibles sur le marché en raison de leur complexité de fabrication et de leur coût élevé.

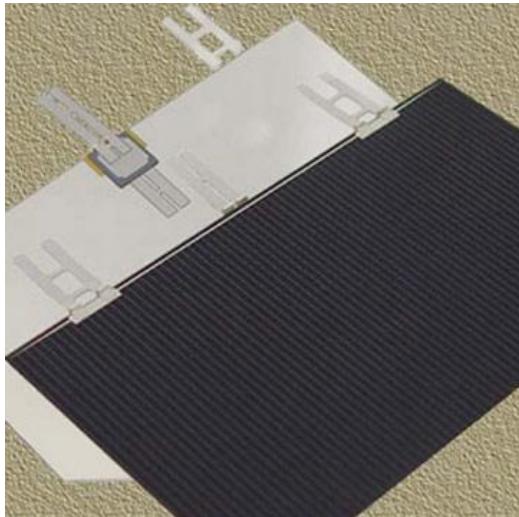


Figure 1.10 : Les cellules multi-jonctions

1.8. Les différents types de systèmes photovoltaïques

Les systèmes photovoltaïques peuvent être classés selon leur mode de fonctionnement et leur connexion éventuelle au réseau électrique. On distingue principalement trois types :

1.8.1 Système photovoltaïque hybride

Un système hybride de production d'énergie est un système combinant plusieurs sources d'énergie afin d'en optimiser l'exploitation. Les sources renouvelables telles que le photovoltaïque et l'éolien ne fournissant pas une puissance constante, il devient nécessaire d'y intégrer un système de stockage pour assurer la continuité de l'alimentation.

En plus des sources renouvelables, un système hybride peut inclure divers composants tels qu'un réseau de distribution en courant alternatif (CA), un réseau en courant continu (CC), des unités de stockage, des convertisseurs de puissance, des charges prioritaires et non prioritaires (charges de délestage), ainsi qu'un système de gestion ou de supervision.

Chapitre 1 : Présentation Générale des Systèmes Photovoltaïques

Dans la configuration la plus courante, ces systèmes s'organisent autour de deux bus : un bus CC qui regroupe les sources en courant continu, les charges CC et les batteries ; et un bus CA dédié aux générateurs en courant alternatif et au réseau de distribution [8].

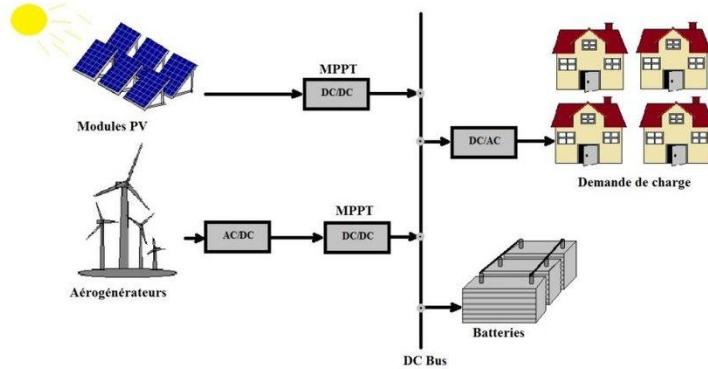


Figure 1.11 : Schéma synoptique du Système photovoltaïque hybride

1.8.2 Système photovoltaïque connecté au réseau

Le système photovoltaïque peut être connecté au réseau de distribution électrique. Toutefois, ce raccordement nécessite une transformation préalable du courant continu à tension variable généré par les panneaux solaires en courant alternatif compatible avec les caractéristiques du réseau, opération assurée par un onduleur.

Ce type d'installation bénéficie actuellement du soutien des pouvoirs publics, notamment lorsqu'il s'agit de systèmes raccordés au réseau et intégrés au bâti, qui permettent de produire de l'électricité directement sur le lieu de consommation [9].

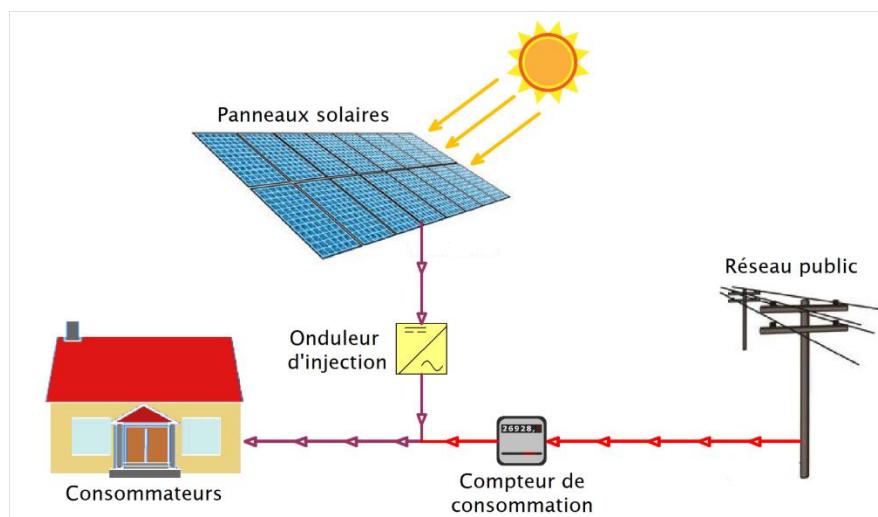


Figure 1.12 : Schéma synoptique du système photovoltaïque connecté au réseau

1.8.3 Système photovoltaïque autonome

Une installation photovoltaïque est qualifiée d'autonome ou isolée lorsqu'elle n'est pas connectée à un réseau de distribution électrique. Ce type de système permet de fournir de l'électricité dans des zones où le réseau est inexistant, ce qui le rend particulièrement adapté à des applications telles que le pompage d'eau pour un jardin, l'éclairage de sites isolés, ou encore l'alimentation de bornes téléphoniques le long des autoroutes. Dans ces situations, la mise en place d'un réseau électrique conventionnel est souvent techniquement difficile ou économiquement non viable .

Le système autonome doit être dimensionné de manière à assurer une fourniture d'électricité même pendant les périodes de faible ensoleillement, généralement en hiver. Cela implique l'utilisation d'un nombre plus important de modules photovoltaïques pour répondre aux mêmes besoins énergétiques qu'en été. Par ailleurs, les batteries jouent un rôle essentiel, en garantissant une autonomie suffisante pour les usages nocturnes ou lorsque la production solaire est insuffisante [10].

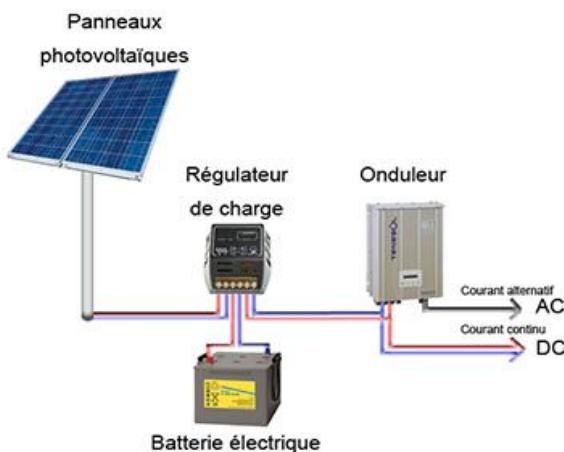


Figure 1.13 : Schéma d'un système photovoltaïque autonome

1.9. Composants du système photovoltaïque

Un système photovoltaïque autonome est composé de plusieurs éléments essentiels qui assurent la production, la gestion et le stockage de l'énergie. Les principaux composants sont :

- Le ou les modules photovoltaïques, qui convertissent l'énergie solaire en électricité ;

- Le régulateur de charge, qui protège les batteries contre la surcharge et la décharge excessive ;
- Une ou plusieurs batteries de stockage ;
- L'onduleur, qui transforme le courant continu (DC) produit en courant alternatif (AC), compatible avec les équipements électriques classiques. [10]

1.9.1 Générateur photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque est constitué de modules (ou panneaux) photovoltaïques, chacun formé d'un ensemble de cellules solaires interconnectées. Ces cellules convertissent directement l'énergie lumineuse en électricité par effet photovoltaïque.



Figure 1.14 : Générateur photovoltaïque

Chaque module est protégé par une structure rigide (généralement en aluminium) et une vitre de verre trempé. Leur association en série et/ou parallèle permet d'obtenir la tension et la puissance nécessaires selon la demande énergétique de l'installation. L'ensemble des modules forme le champ photovoltaïque, monté sur une armature inclinée de manière optimale pour maximiser l'exposition solaire.

La production d'énergie dépend de plusieurs facteurs :

- La puissance des modules installés ;
- Le niveau d'ensoleillement du site ;

- L'orientation et l'inclinaison des panneaux ;
- La saison d'utilisation ;
- Les besoins électriques des consommateurs. [11]

1.9.2. Les batteries solaires

Les batteries solaires jouent un rôle central dans un système autonome : elles stockent l'énergie produite pendant la journée pour permettre une utilisation continue, notamment durant la nuit ou en cas de mauvais temps. Le courant stocké et restitué est en courant continu (DC), cohérent avec la production photovoltaïque.

Les batteries sont constituées de plusieurs accumulateurs, généralement de 2 volts chacun, assemblés pour obtenir des tensions de 12 V, 24 V ou 48 V. Elles sont indispensables pour garantir l'autonomie énergétique du système. [12]

Le choix d'une batterie solaire dépend de plusieurs paramètres techniques et économiques. Chaque technologie présente des avantages et des limites, en fonction des conditions d'utilisation.

A. Batterie au plomb-acide

Très répandue, cette batterie est économique, facile à entretenir, et possède une filière de recyclage bien établie. Bien qu'elle soit lourde et encombrante, elle reste le meilleur choix dans la majorité des cas, notamment grâce à son bon rapport qualité/prix. [13]

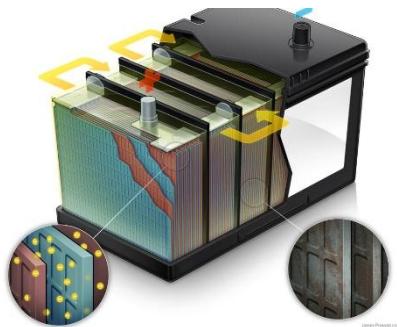


Figure 1.15 : Batterie au plomb-acide

B. Batterie NiCd (Nickel-Cadmium)

Aujourd'hui en déclin, cette batterie souffre d'un effet mémoire et d'une forte toxicité liée au cadmium. Son usage est de plus en plus limité par des réglementations environnementales strictes. [13]

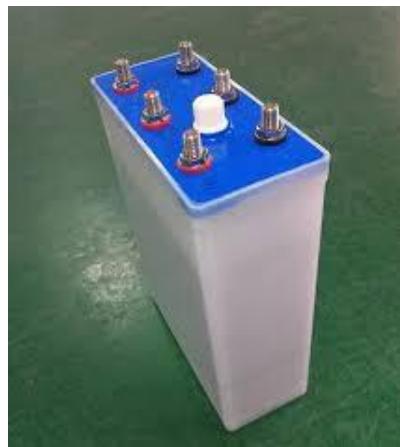


Figure 1.16 : Batterie NiCd (Nickel-Cadmium)

C. Batterie NiMH (Nickel-Métal-Hydrure)

Plus respectueuse de l'environnement que la NiCd, elle possède une bonne durée de vie mais reste coûteuse. Sa capacité est relativement faible et son taux d'autodécharge élevé, ce qui limite son utilisation dans les systèmes solaires standards. [13]



Figure 1.17 : Batterie NiMH (Nickel-Métal-Hydrure)

D. Batterie Lithium-ion (Li-ion)

Cette batterie se distingue par son faible poids, sa haute densité énergétique et son bon rendement. Cependant, elle nécessite un système de gestion sécurisé pour éviter les risques de surcharge ou de court-circuit. Sa durée de vie est estimée à environ trois ans (300 à 500 cycles de charge complètes), et son coût reste élevé. [13]

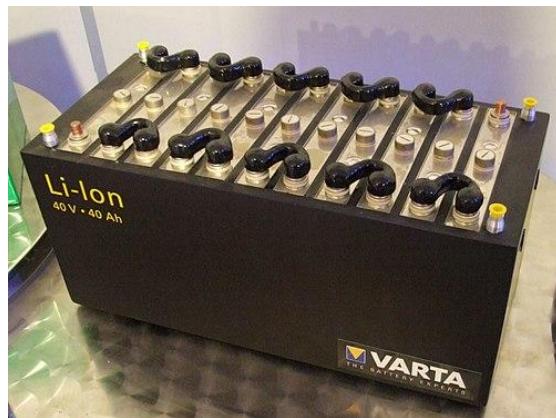


Figure 1.18 : Batterie Lithium-ion (Li-ion)

1.9.3. Contrôleur de charge

Le contrôleur de charge, également appelé régulateur électronique, joue un rôle crucial dans la gestion de la charge et de la décharge des batteries dans un système photovoltaïque. Il régule la tension afin d'éviter les surcharges, en déconnectant automatiquement les modules photovoltaïques lorsque la batterie atteint un niveau de charge maximal. De même, en cas de décharge excessive, il isole la batterie des charges à l'aide d'un disjoncteur automatique, préservant ainsi sa longévité en la protégeant contre les décharges profondes.

En l'absence de régulateur, les batteries sont exposées à divers risques tels que la perte d'électrolyte (par évaporation), le vieillissement prématué ainsi que la sulfatation des plaques.

Par ailleurs, certains régulateurs assurent également une fonction de compensation thermique, ajustant les paramètres de charge en fonction de la température ambiante. Le contrôleur est généralement placé entre le champ photovoltaïque et les batteries. [14]

1.9.4. Régulateur

A.PWM

Le régulateur à modulation de largeur d'impulsion (MLI), ou **PWM** (*Pulse Width Modulation*), assure une gestion optimale des connexions entre le module photovoltaïque et le reste du système. En fonction de l'état de charge de la batterie, il adapte la durée et la fréquence des cycles de connexion et de déconnexion, permettant une recharge plus fine et plus efficace. Cette technologie permet ainsi de charger la batterie jusqu'à 100 % de sa capacité [15].

Le régulateur PWM limite le courant de charge à un ampérage constant. À mesure que la batterie se recharge, la tension à ses bornes augmente. Lorsqu'un seuil de tension est atteint, le régulateur maintient cette tension constante et injecte des impulsions de courant [16]. En raison de sa simplicité, de son efficacité et de son coût abordable, ce type de régulateur est devenu l'un des plus répandus dans les installations photovoltaïques [15].



Figure 1.19 : Régulateur PWM

B. Régulateur MPPT (Maximum Power Point Tracking)

Le régulateur **MPPT** (*Maximum Power Point Tracking*) est conçu pour suivre en permanence **le point de puissance maximale** d'un générateur photovoltaïque, dont le comportement est non linéaire. Il mesure continuellement la tension et le courant fournis par le panneau solaire afin d'extraire l'énergie disponible au point de rendement optimal. Cela permet de maximiser la quantité d'énergie récupérée, quelles que soient les conditions de température ou d'ensoleillement.

Ce type de régulateur est généralement composé de deux circuits : le premier identifie le point de puissance maximale des panneaux photovoltaïques, tandis que le second adapte le courant et la tension obtenus pour correspondre aux besoins du système de batteries. Le régulateur

MPPT peut fonctionner aussi bien en mode abaisseur qu'en mode élévateur de tension, selon les exigences du système.

En revanche, le coût d'un régulateur MPPT est nettement supérieur à celui d'un régulateur classique. C'est pourquoi son usage reste limité aux installations de moyenne et grande taille, où les gains énergétiques justifient l'investissement. Il est généralement déconseillé pour les petites installations, où les pertes sont faibles et ne justifient pas un tel surcoût [16].



Figure 1.20 : Régulateur MPPT (Maximum Power Point Tracking)

1.9.5. Les onduleurs

Dans un système photovoltaïque, la tension produite par les modules ainsi que celle stockée dans les batteries est de nature continue (DC). Toutefois, lorsqu'il s'agit d'alimenter des charges en courant alternatif (AC), l'intégration d'un onduleur devient indispensable. Ce dispositif permet de convertir la tension continue provenant des panneaux solaires ou des batteries en une tension alternative, conforme aux standards du réseau électrique, tels que ceux de SONELGAZ [17].

1.10. Avantages et inconvénients de système photovoltaïque

1.10.1 Avantages

La technologie photovoltaïque offre de nombreux avantages :

- **Fiabilité élevée** : dépourvue de pièces mobiles, elle se distingue par sa robustesse, ce qui en fait une solution idéale pour les régions isolées. C'est d'ailleurs pour cette raison qu'elle est largement utilisée dans les applications spatiales.

- **Modularité** : les panneaux photovoltaïques sont facilement configurables et adaptables à une grande variété de besoins énergétiques. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des puissances allant de quelques milliwatts à plusieurs mégawatts.
- **Faibles coûts d'exploitation** : grâce à un entretien minimal, à l'absence de carburant, de transport et de personnel spécialisé, les coûts de fonctionnement restent très bas.
- **Respect de l'environnement** : cette technologie est propre, silencieuse et n'engendre aucune nuisance écologique, à l'exception de l'occupation du sol pour les installations de grande envergure.

Bien que les avantages soient nombreux, la technologie photovoltaïque présente également certains inconvénients [18].

1.10.2 Inconvénients

Malgré ses nombreux atouts, la technologie photovoltaïque présente également certaines limites :

- **Coûts de fabrication élevés** : la production des modules photovoltaïques repose sur des procédés technologiquement avancés, nécessitant des investissements importants.
- **Rendement limité** : l'efficacité de conversion des modules reste relativement faible. Pour les cellules en silicium cristallin, le rendement théorique maximal n'excède pas 28 %.
- **Compétitivité restreinte** : les générateurs photovoltaïques ne deviennent réellement compétitifs par rapport aux groupes électrogènes Diesel que dans le cas de faibles besoins énergétiques et dans des zones isolées.
- **Coût accru avec stockage** : lorsqu'un système de stockage de l'énergie (par batteries) est requis, le coût global de l'installation photovoltaïque augmente de manière significative [18].

1.11 Conclusion

En résumé, ce premier chapitre a permis d'établir un panorama complet et structuré du domaine photovoltaïque. Nous avons défini les composantes fondamentales du rayonnement solaire, qui constituent la source d'énergie primaire, et présenté les paramètres géométriques cruciaux pour optimiser la captation de cette énergie. Le fonctionnement de l'effet photovoltaïque a été

Chapitre 1 : Présentation Générale des Systèmes Photovoltaïques

expliqué, suivi d'un tour d'horizon des différentes technologies de cellules (monocristallin, polycristallin, amorphe, multi-jonctions), chacune avec ses spécificités en termes de rendement, de coût et d'applications. Les trois grandes catégories de systèmes autonomes, hybrides et connectés au réseau ont été distinguées, avec un focus particulier sur les systèmes autonomes, dont les composants essentiels ont été détaillés. Cette présentation met en lumière la modularité, la fiabilité et le respect de l'environnement comme principaux atouts de la technologie, tout en reconnaissant ses défis actuels, notamment les coûts de fabrication élevés, le rendement encore limité et l'impact financier du stockage d'énergie. Ces connaissances de base sont indispensables pour aborder, dans le chapitre suivant, la modélisation précise de ces composants afin d'optimiser la conception et le dimensionnement des systèmes.

Chapitre 2

Modélisation des composants du système PV-Batterie

2.1 Introduction

La transition vers les énergies renouvelables, et plus particulièrement l'énergie photovoltaïque, nécessite non seulement une compréhension qualitative des technologies, mais aussi une maîtrise quantitative des phénomènes physiques qui les régissent. Ce chapitre se concentre sur la modélisation mathématique et physique des composants clés d'un système photovoltaïque autonome couplé à un stockage par batterie. L'objectif est de fournir les outils nécessaires pour concevoir un système performant, fiable et adapté aux besoins spécifiques d'une application donnée. Le chapitre débute par une modélisation fine du rayonnement solaire, en décomposant et en quantifiant les contributions directe, diffuse et réfléchie pour un plan incliné. Il poursuit avec la modélisation électrique détaillée de la cellule photovoltaïque, basée sur son circuit équivalent, en intégrant les effets critiques de la température et de l'ensoleillement sur ses performances. L'influence de l'association des cellules en série et en parallèle est ensuite analysée pour comprendre le comportement global du générateur. La modélisation du stockage d'énergie via les batteries, en particulier les batteries au plomb-acide, est présentée avec des équations décrivant la charge, la décharge, la tension et le rendement. Enfin, le chapitre aborde les convertisseurs DC-DC (hacheurs Buck, Boost, Buck-Boost), qui jouent un rôle central dans l'adaptation d'impédance et l'optimisation du transfert de puissance, notamment en lien avec les algorithmes de suivi du point de puissance maximale (MPPT).

2.2 Modélisation rayonnement solaire

Le rayonnement global noté G est composé de deux principales composantes : le rayonnement direct S , qui provient directement du disque solaire, et le rayonnement diffus D , émis par l'ensemble du ciel et réfléchi par les objets environnants. Ce rayonnement est mesuré à l'aide d'un pyranomètre [19].

$$G = S + D \quad (2.1)$$

2.2.1 Le rayonnement direct S

Le rayonnement direct correspond à l'éclairement énergétique reçu par une surface perpendiculaire aux rayons du Soleil. Il est mesuré à l'aide d'un pyrhéliomètre. L'énergie reçue sur un plan quelconque peut s'exprimer comme suit :

$$S = I \cdot \cos h \quad (2.2)$$

où :

- I est l'éclairement solaire reçu sous incidence normale (lorsque les rayons frappent perpendiculairement la surface), et exprimé en $\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$
- h est la hauteur solaire, exprimée en radians.

$$I_{\text{moyen}} = 1230 \cdot \exp[1/3, 8\sin(h + 0, 027925)] \quad \text{conditions normales} \quad (2.3)$$

$$I_{\text{max}} = 1210 \cdot \exp[-1/6\sin(h + 0, 01743)] \quad \text{ciel pur} \quad (2.4)$$

$$I_{\text{min}} = 1260 \cdot \exp[-1/2, 3\sin(h + 0, 05236)] \quad \text{zone polluée} \quad (2.5)$$

2.2.3.Le rayonnement diffus D

Considérons une surface réceptrice située en un point P, avec OZ comme axe vertical. Le rayonnement diffus reçu par cette surface se compose de deux principales contributions :

- Une partie provenant du ciel, dont les rayons forment un angle $\gamma < 2\pi$ avec l'axe vertical OZ. L'éclairement correspondant sur la surface s'exprime par :

$$E_1 = D_H (1 + \cos \gamma)/2 \quad (2.6)$$

où :

D_H est l'irradiance diffuse horizontale, c'est-à-dire l'énergie diffusée par le ciel et reçue par une surface horizontale, γ est l'angle d'inclinaison de la surface réceptrice (pour une surface horizontale, $(\gamma = 0)$).

Selon les conditions atmosphériques moyennes, D_H peut être estimée par la relation empirique suivante, proposée par [19] :

$$D_H = 125(\sin h)^{0.4} \quad (2.7)$$

Où :

h est la hauteur solaire, exprimée en degrés, et D_H est exprimée en $\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$.

Des coefficients de correction sont appliqués selon la clarté du ciel :

Par ciel pollué, on multiplie D_H par 4/3,

Par ciel très pur, on le multiplie D_H par 3/4.

- Une deuxième partie provenant du sol. Les rayons diffusés par celui-ci forment avec l'axe vertical OZ un angle $\gamma > 2\pi$. L'intensité de cette contribution dépend de :

L'angle d'inclinaison γ de la surface réceptrice et de la luminosité du sol, proportionnelle à l'éclairement global horizontal G_H , défini par :

$$(G_H = S_H + D_H) \quad (2.8)$$

où :

S_H est le rayonnement direct horizontal, et D_H est le rayonnement diffus horizontal.

La contribution de cette composante s'écrit alors :

$$E_2 = \rho \cdot G_H \cdot (1 - \cos \gamma)/2 \quad (2.9)$$

Où ρ est le coefficient d'albédo, caractérisant la capacité du sol à réfléchir la lumière.

2.2.4. Rayonnement diffus total reçu par un plan incliné

En combinant les deux contributions (ciel + sol), le rayonnement diffus total D reçu par un plan incliné d'un angle γ est donné par :

$$D = D_H (1 + \cos \gamma)/2 + \rho \cdot G_H (1 - \cos \gamma)/2 \quad (2.10)$$

2.2.5. Puissance totale reçue par un plan incliné

La puissance totale P reçue par une surface inclinée d'un angle γ , prenant en compte :

- le rayonnement direct projeté selon l'angle d'incidence θ ,
- le rayonnement diffus du ciel,
- le rayonnement réfléchi du sol,

S'écrit alors :

$$P = I \cdot \cos \theta + D_H (1 + \cos \gamma)/2 + \rho \cdot G_H (1 - \cos \gamma)/2 \quad (2.11)$$

2.3. Modélisation de la cellule photovoltaïque

La modélisation du comportement électrique d'une cellule photovoltaïque élémentaire repose sur un circuit équivalent bien connu, représenté à la figure (2.1). Ce circuit comprend une source de courant en parallèle avec une diode, modélisant ainsi le courant photo-généré et le comportement non linéaire de la jonction. À ces éléments s'ajoutent une résistance série R_s , qui traduit les pertes ohmiques internes dues aux matériaux conducteurs, ainsi qu'une résistance de shunt R_{sh} , représentant les courants de fuite traversant la cellule. Ce modèle permet de tenir compte des phénomènes dissipatifs réels affectant le fonctionnement de la cellule photovoltaïque [18].

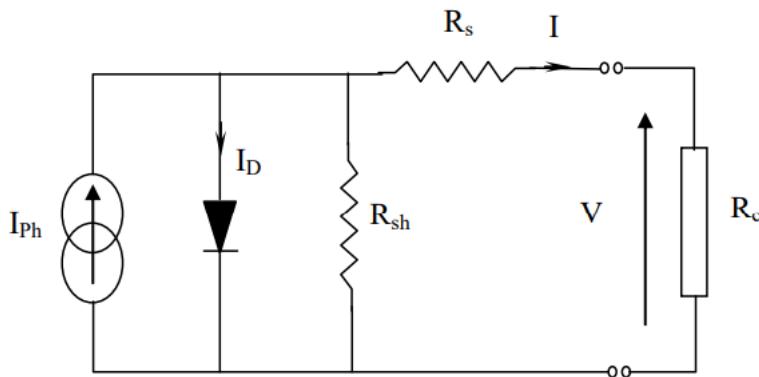


Figure 2.1 : Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque [18]

La résistance série d'une cellule photovoltaïque résulte de la combinaison des résistances internes du matériau de base, de la zone frontale de la jonction ainsi que des contacts situés à l'avant et à l'arrière de la cellule. Quant à la résistance parallèle, elle est principalement liée aux imperfections de surface, notamment au niveau des bords de la cellule. Ce circuit équivalent est applicable aussi bien à une cellule photovoltaïque élémentaire qu'à un module ou à un

panneau complet composé de plusieurs modules connectés. L'expression mathématique de courant de sortie d'une cellule PV est donnée par [18] :

$$I_{ph} = I_{R_{sh}} + I + I_D \quad (2.12)$$

Le courant traversant la résistance de shunt s'exprime par :

$$I_{R_{sh}} = \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (2.13)$$

Le courant de jonction s'exprime par :

$$I_D = I_0 \left[\exp \left\{ \frac{q(V + IR_s)}{AKT} \right\} - 1 \right] \quad (2.14)$$

En substituant les expressions de I_D et $I_{R_{sh}}$, on obtient :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left\{ \frac{q(V + IR_s)}{AKT} \right\} - 1 \right] - \left(\frac{V + IR_s}{R_{sh}} \right) \quad (2.15)$$

En supposant que la résistance R_{sh} est très élevée (cas typique du silicium monocristallin), l'expression du courant I se simplifie comme suit [18] :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left\{ \frac{q(V + IR_s)}{AKI} \right\} - 1 \right] \quad (2.16)$$

$$V = \frac{AKT}{q} \ln \left(\frac{I_{ph} - I + I_0}{I_0} \right) - IR_s \quad (2.17)$$

Où :

$$I_{ph} = I_{ph, \text{ref}} \frac{\lambda}{\lambda_{\text{ref}}} \quad (2.18)$$

$$I_0 = I_{0\text{ref}} \left(\frac{T}{T_{\text{ref}}} \right)^3 \exp \left[\frac{q\varepsilon}{AK} \left(\frac{1}{T_{\text{ref}}} - \frac{1}{T} \right) \right] \quad (2.19)$$

Où :

V : tension de sortie de la cellule,

I : courant de sortie de la cellule,

I_{ph} : courant photo-généré,

I_0 : courant de saturation de la cellule,

A : facteur d'identité,

K : constante de Boltzmann ($13805 \cdot 10^{-23}$ Nm/K),

$I_{ph, ref}$: courant photo-généré conditions de référence,

T : température de la cellule PV ($^{\circ}$ K),

T_{ref} : température de Référence ($^{\circ}$ K),

q : charge de l'électron ($1.6 \cdot 10^{-19}$ C),

R_s : résistance série de la cellule PV (Ω),

I_{cc} : courant de court-circuit,

λ : ensoleillement (W/m^2),

ε : barrière de potentiel du silicium (1.10 eV),

I_{Oref} : courant de saturation de la cellule PV aux conditions de référence,

2.3.1 Puissance maximale d'une cellule photovoltaïque

Pour une cellule solaire idéale, la puissance maximale $P_{max,idéale}$ est obtenue en multipliant la tension de circuit ouvert V_{co} par le courant de court-circuit I_{cc} [20] :

$$P_{max,idéale} = V_{co} \cdot I_{cc} \quad (2.20)$$

où :

- $P_{max,idéale}$ (W) : puissance maximale théorique fournie par la cellule PV,
- V_{co} (V) : tension de circuit ouvert mesurée aux bornes de la cellule,
- I_{cc} (A) : courant de court-circuit fourni par la cellule.

En réalité, la courbe I-V d'une cellule photovoltaïque présente une forme arrondie (voir figure 2.2), ce qui fait que la tension au point de puissance maximale v_{pMax} est inférieure à V_{co} , et le courant I_{pMax} , pour cette tension, est également inférieur à I_{cc} . La puissance réelle maximale extraite à ce point s'exprime alors par [20] :

$$p_{max} = v_{pMax} * I_{pMax} \quad (2.21)$$

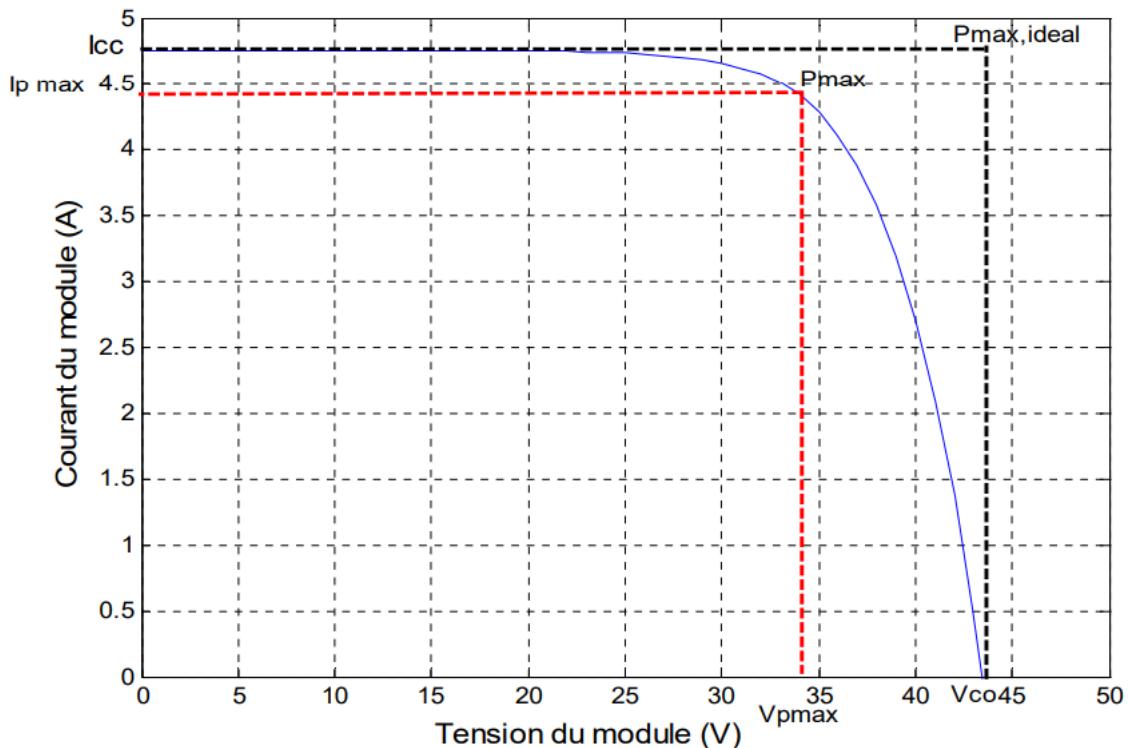


Figure 2.2 : Puissance maximale idéale et pratique [20]

2.3.2 Influence de la température et de l'ensoleillement sur le rendement

La courbe caractéristique $I(V)$ d'un panneau photovoltaïque est fortement influencée par les conditions d'ensoleillement (irradiance) ainsi que par la température de fonctionnement. Ces deux paramètres exercent un impact significatif sur les performances globales du module [20].

A. Influence de l'ensoleillement

Une diminution de l'ensoleillement entraîne une réduction du nombre de paires électron-trou générées, ce qui se traduit par une baisse du photocourant. Étant donné que le courant délivré par un panneau photovoltaïque correspond à la différence entre le photocourant et le courant de diode en obscurité, une réduction de l'irradiance provoque une diminution du courant de court-circuit I_{cc} , proportionnelle à cette variation. Cette baisse s'accompagne également d'une légère réduction de la tension V_m , déplaçant ainsi le point de puissance maximale P_{max} vers des valeurs plus faibles [20].

Les courbes $I(V)$ et $P(V)$ suivantes illustrent ce comportement pour un générateur photovoltaïque fonctionnant à température constante ($T = 25^\circ\text{C}$) sous différentes valeurs d'ensoleillement.

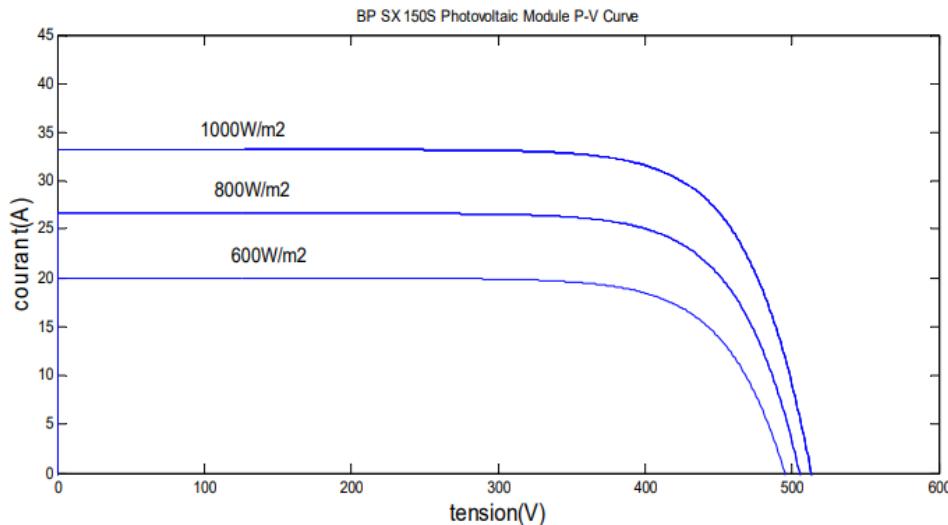


Figure 2.3 : Courbes $I(V)$ d'un panneau à divers ensoleillements à $T=25^\circ\text{C}$

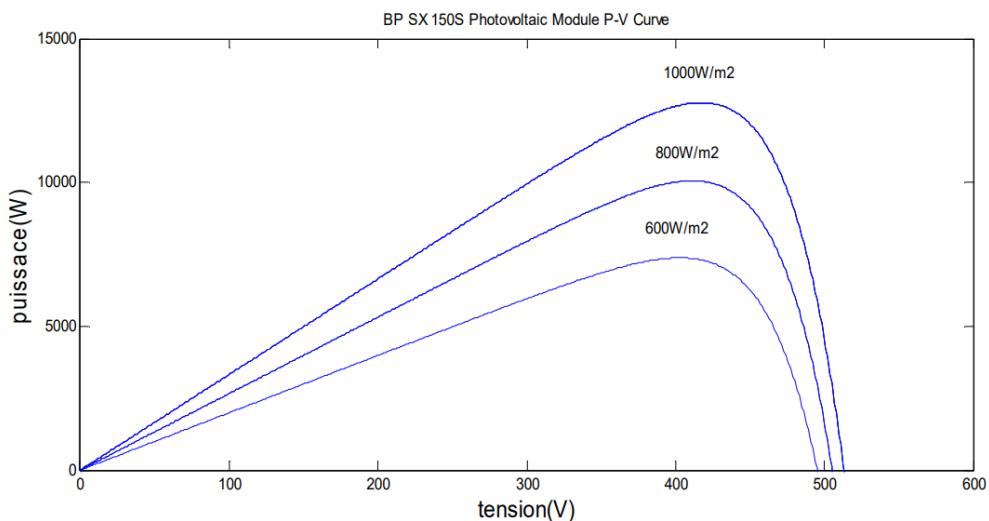


Figure 2.4 : Courbes $P(V)$ d'un panneau à divers ensoleillements à $T=25^\circ\text{C}$.

Il apparaît clairement que le courant de court-circuit est directement proportionnel à l'intensité du rayonnement solaire. En revanche, la tension à circuit ouvert reste relativement stable, même lorsque l'éclairement diminue fortement, et ne suit donc pas la même variation. Cela permet d'en déduire que :

- La puissance maximale délivrée par la cellule photovoltaïque P_{max} est, en première approximation, proportionnelle à l'éclairement.
- Les points de puissance maximale se situent sensiblement à la même tension, quelle que soit l'intensité du rayonnement [20].

B. Influence de la température

La performance électrique d'une cellule photovoltaïque est étroitement liée à la température interne de la jonction PN qui la compose. Lorsqu'un module photovoltaïque est soumis à une élévation de température, par exemple de 25 °C à 50 °C, et en considérant que la température de la face arrière est représentative de celle de la jonction, on peut évaluer l'impact thermique sur le fonctionnement de la cellule. Il est alors constaté que la tension de circuit ouvert diminue avec l'augmentation de la température. Cette baisse de tension se traduit par une réduction de la puissance électrique disponible aux bornes du module photovoltaïque [20].

C. Influence de la température sur les courbes I(V) et P(V)

Les figures (2.5) (Figure 2.6) illustre l'évolution des courbes courant-tension ($I(V)$) et puissance-tension ($P(V)$) d'un module photovoltaïque soumis à différentes températures, pour un niveau d'irradiation constant. On observe que la température exerce peu d'effet sur le courant de court-circuit, qui reste relativement stable. En revanche, la tension de circuit ouvert diminue significativement à mesure que la température augmente. Cette baisse entraîne une diminution de la puissance maximale disponible, bien que le module soit encore capable de fournir une tension suffisante sous faible éclairement.

Lors du dimensionnement d'un système photovoltaïque, il est donc essentiel de tenir compte des variations de température du site, car celles-ci influencent directement le rendement global de l'installation. En moyenne, on estime que la puissance d'un panneau diminue d'environ 0,5 % pour chaque degré Celsius au-dessus de 25 °C.

Par ailleurs, lorsque l'irradiation descend en dessous de 100 W/m², la tension du panneau est également affectée, avec une baisse suivant une loi logarithmique. Dans de telles conditions de

faible éclairement, seules les cellules photovoltaïques à base de silicium amorphe conservent une tension suffisamment élevée pour rester opérationnelles. C'est pourquoi ce type de technologie est adapté à un fonctionnement sous lumière artificielle, contrairement au silicium cristallin. Cet avantage joue un rôle déterminant dans le choix de la technologie cellulaire adaptée à des environnements peu lumineux [20].

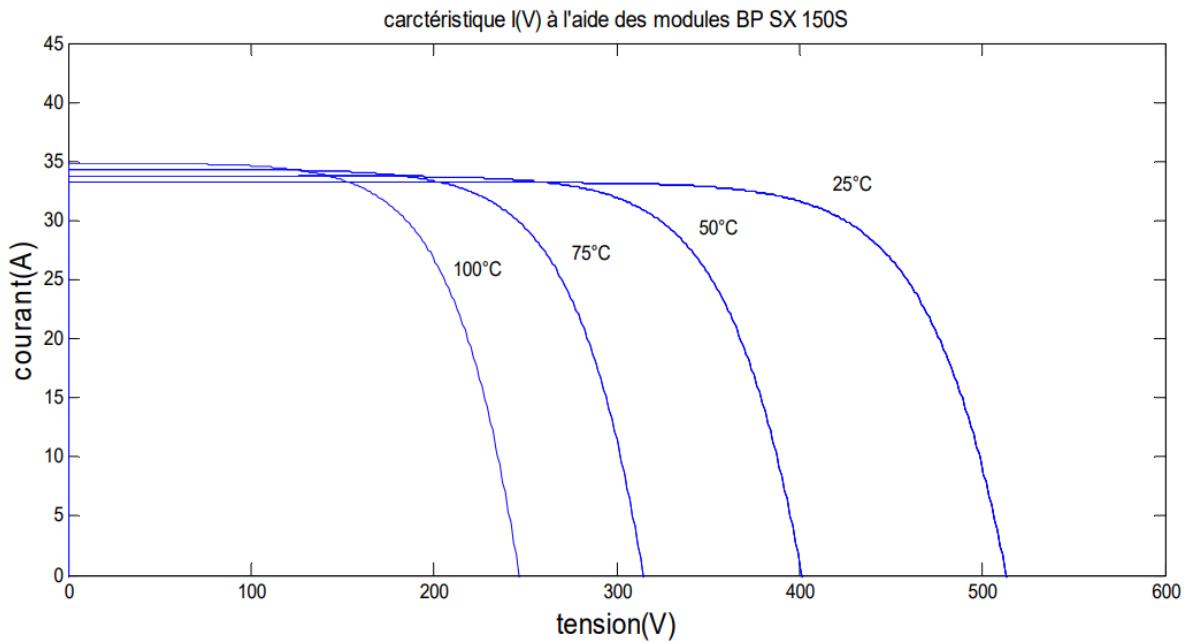


Figure 2.5 : Courbes $I(V)$ d'un générateur PV pour différentes températures à $G=1000W/m^2$

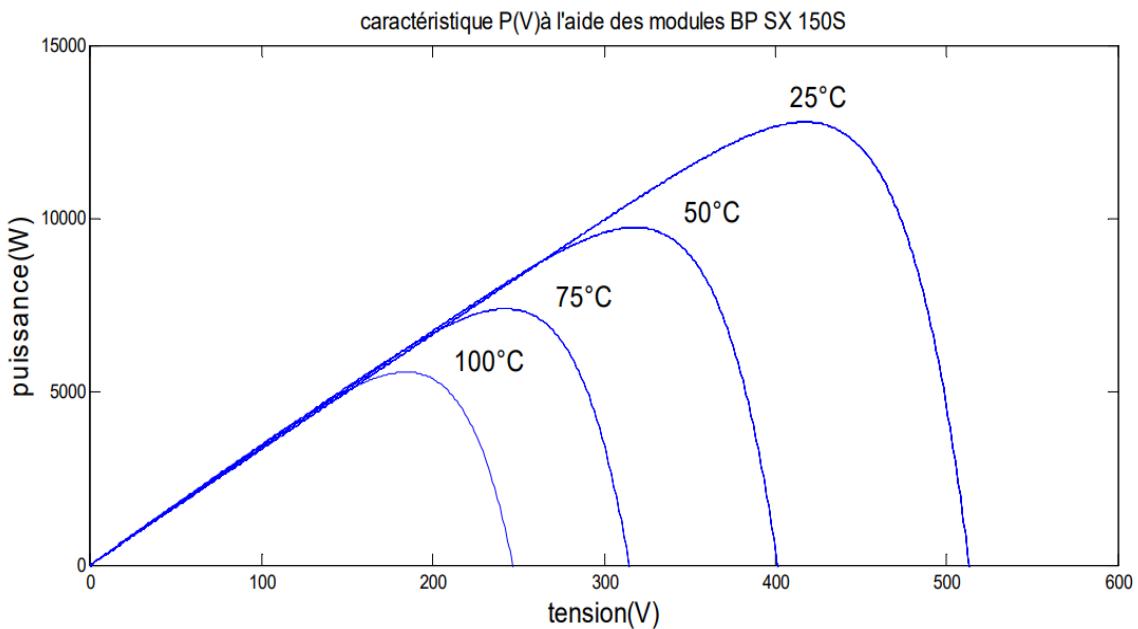


Figure 2.6 : Courbes $P(V)$ d'un générateur PV pour différentes températures à $G=1000W/m^2$

2.4. Association des générateurs photovoltaïques

La puissance fournie par une cellule photovoltaïque individuelle est généralement faible. Il est donc nécessaire d'associer plusieurs générateurs photovoltaïques, tant en série qu'en parallèle, afin d'augmenter la puissance globale et de la rendre compatible avec les besoins des équipements électriques standards. Les puissances des modules photovoltaïques disponibles sur le marché varient de quelques watts-crête à plusieurs dizaines de watts-crête, avec 1 m² de cellules produisant environ 100 W. En réalité, l'association de cellules photovoltaïques peut être comparée à l'association de générateurs de courant : en série, les tensions s'ajoutent, tandis qu'en parallèle, ce sont les courants qui s'additionnent [21].

2.4.1 Association en parallèle

Dans le cas d'une association en parallèle, les cellules photovoltaïques fournissent la même tension, mais elles peuvent générer des courants différents. Si les modules connectés en parallèle ne sont pas identiques ou si certaines cellules d'un module sont ombragées, le courant total délivré par les modules sera réduit. Pour une impédance de charge élevée, les modules moins performants peuvent devenir des récepteurs si la tension d'utilisation dépasse celle produite par ces modules. Cette situation peut entraîner une dissipation de puissance importante, pouvant devenir dangereuse pour la cellule la plus faible du module. Dans le scénario critique, où la charge est nulle et le circuit ouvert, le courant provenant des modules performants sera dissipé dans la branche du module moins performant. Dans ce cas, il est recommandé d'ajouter une diode anti-retour, bien que cette solution entraîne une chute de tension supplémentaire [21].

$$\begin{aligned} U &= U_1 = U_2 = U_3 = U_n \\ I &= I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_n \end{aligned} \quad (2.22)$$

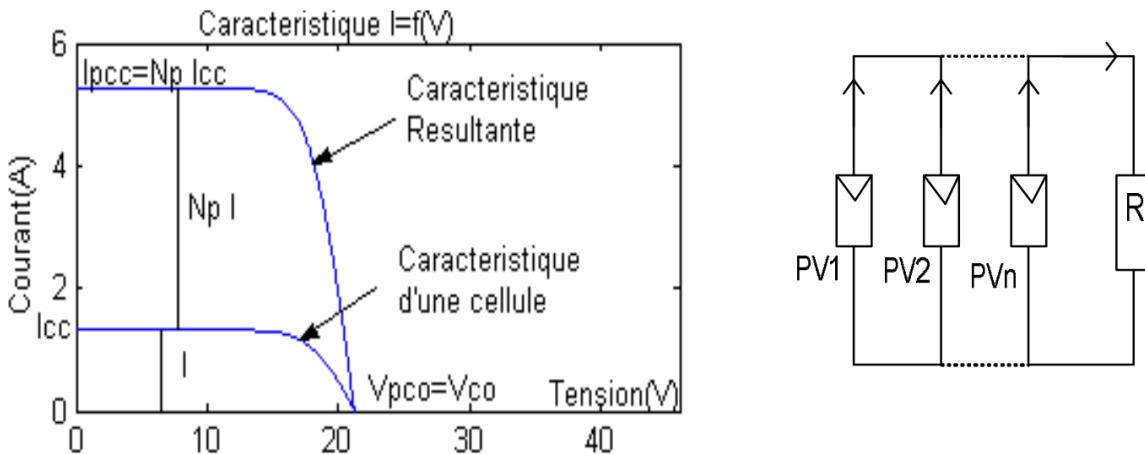


Figure 2.7 : Associations des cellules PV en parallèle [21].

2.4.2. Association en série :

La majorité des modules photovoltaïques disponibles sur le marché sont constitués de 36 cellules en silicium cristallin, connectées en série pour des applications fonctionnant à 12 V [21].

$$\begin{aligned} \mathbf{U} &= \mathbf{U}_1 + \mathbf{U}_2 + \dots + \mathbf{U}_n \\ \mathbf{I} &= \mathbf{I}_1 = \mathbf{I}_2 = \mathbf{I}_n \end{aligned} \quad (2.23)$$

Dans ce cas, le courant traversant l'ensemble des cellules reste identique, tandis que la tension peut varier d'une cellule à l'autre. Lorsqu'une cellule est partiellement ou totalement occultée, c'est-à-dire qu'elle reçoit beaucoup moins d'énergie solaire que ses voisines, elle ne peut fournir qu'un courant limité. Elle se retrouve alors en fonctionnement inverse, agissant comme un récepteur soumis à une tension opposée à celle des autres cellules actives du module. Ce fonctionnement inverse entraîne un échauffement important de la cellule concernée, pouvant aller jusqu'à provoquer son claquage [21].

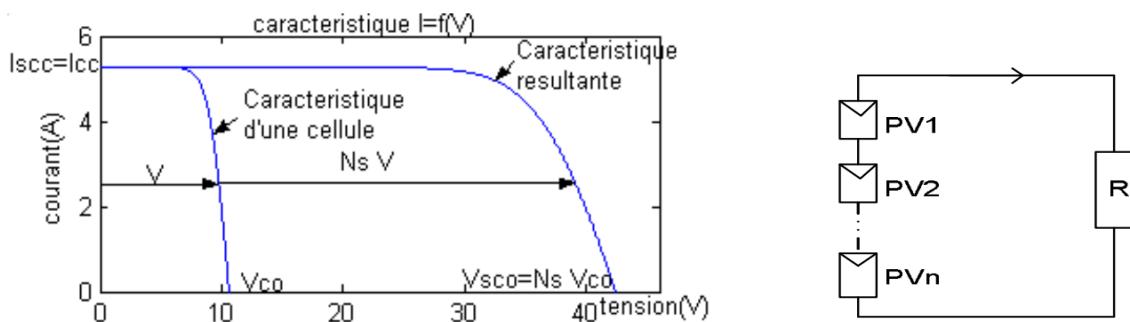


Figure 2.8 : Association des cellules en série [21].

2.4.3. Association mixte des générateurs photovoltaïques

Pour accroître la puissance délivrée par un générateur photovoltaïque, il est nécessaire de combiner les cellules solaires à la fois en série et en parallèle, formant ainsi un générateur mixte équivalent. Ce type d'association permet d'adapter la tension et le courant du générateur aux besoins de l'application. L'expression générale d'un tel groupement, composé de N_s cellules connectées en série et N_p branches mises en parallèle, s'écrit comme suit [21] :

$$I = N_p I_{ph} - N_p I_0 \left[\exp\left(\frac{q(N_s V + \frac{N_s}{N_p} I R_s)}{N_s n K T}\right) - 1 \right] - \frac{(N_s V + \frac{N_s}{N_p} I R_s)}{\frac{N_s}{N_p} R_{sh}} \quad (2.24)$$

La courbe de puissance d'un générateur photovoltaïque constitué d'un groupement série-parallèle présente une forme similaire à celle d'un générateur élémentaire. Tous les paramètres caractéristiques s'appliquent également à ce type de configuration mixte. Toutefois, certaines conditions doivent être respectées afin d'assurer un fonctionnement optimal [21] :

- Il est impératif que les cellules connectées en série possèdent un courant de court-circuit identique.
- Seules les cellules ayant une tension de circuit ouvert (V_{co}) équivalente doivent être connectées en parallèle [21].

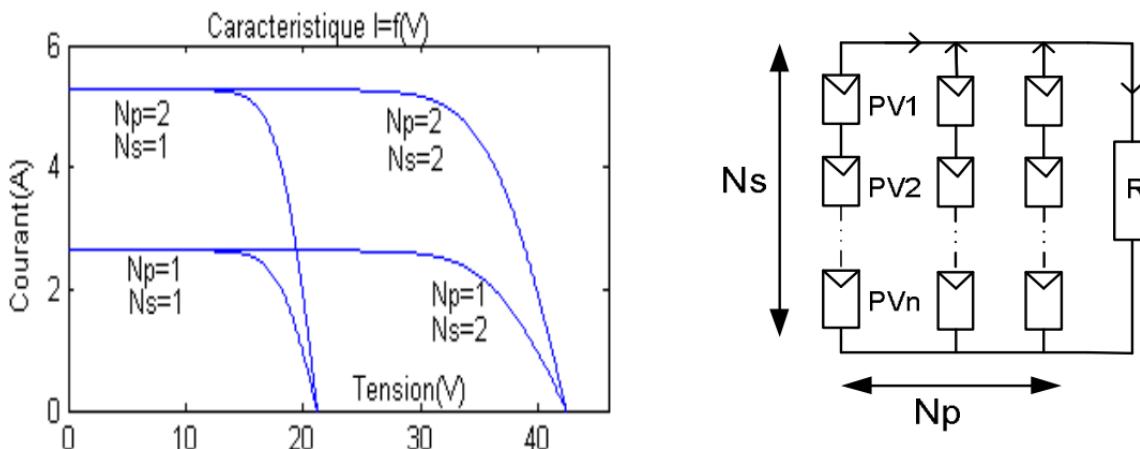


Figure 2.9 : Connexions mixtes des modules photovoltaïques sur la caractéristique I(V) [21].

2.5. Modélisation du stockage

Étant donné la grande diversité des types de batteries et la multitude de paramètres influençant leur fonctionnement, une modélisation empirique est souvent adoptée pour représenter leur

comportement. Le système de stockage utilisé dans une installation photovoltaïque est généralement une batterie d'accumulateurs au plomb.

Au fil des années, plusieurs modèles de charge de batterie ont été proposés. Dans le cadre de cette étude, nous avons adopté le modèle proposé par Bogdan et Salameh (1996). Ce modèle permet d'estimer la capacité de stockage en fonction de la puissance fournie par le générateur photovoltaïque et de la demande énergétique de la charge.

2.5.1. Modèle de charge de la batterie

Lorsque la puissance produite par le générateur photovoltaïque dépasse celle demandée par la charge, les batteries se trouvent en phase de chargement.

Dans ce cas, la capacité des batteries à l'instant t peut être exprimée par la relation suivante [22]:

$$C_{\text{Bat}}(t) = C_{\text{Bat}}(t-1) \cdot (1 - \sigma) + (P_{pv}(t) - P_L(t)/\eta_{\text{inv}}) \cdot \eta_{\text{Bat}} \quad (2.25)$$

$C_{\text{Bat}}(t)$ et $C_{\text{Bat}}(t-1)$ représentent respectivement la capacité de charge et de décharge de la batterie aux instants t et $t-1$. Le paramètre σ désigne le taux horaire d'auto-décharge de la batterie. P_{pv} est la puissance produite par le générateur photovoltaïque, tandis que P_L correspond à la charge demandée à l'instant t . η_{ond} et η_{bat} désignent les rendements de l'onduleur et de la batterie respectivement.

Durant la phase de charge, le rendement de la batterie varie généralement entre 0.65 et 0.85, en fonction du courant de charge appliqué. En revanche, pendant la décharge, le rendement de la batterie est supposé égal à 1 dans ce modèle.

2.5.2. Modèle de la décharge de la batterie

Lorsque la puissance produite par le générateur photovoltaïque est insuffisante pour couvrir la demande énergétique de la charge, la batterie intervient en fournissant l'énergie nécessaire. Dans ce cas, elle se décharge, et sa capacité à l'instant t est donnée par l'expression suivante [22] :

$$C_{\text{Bat}}(t) = C_{\text{Bat}}(t-1) \cdot (1 - \sigma) + (P_L(t)/\eta_{\text{inv}} - P_{pv}(t)) \quad (2.26)$$

À tout instant, la quantité d'énergie stockée dans les batteries doit respecter les contraintes suivantes :

$$C_{\text{Batmin}} \leq C_{\text{Bat}}(t) \leq C_{\text{Batmax}} \quad (2.27)$$

La capacité maximale de la batterie correspond à sa capacité nominale, soit :

$$C_{\text{Bat max}} = C_{\text{Bat min}} \quad (2.28)$$

La capacité minimale est déterminée en fonction de la profondeur de décharge (Depth of Discharge, DOD) [24] :

$$C_{\text{Bat min}} = DOD \cdot C_{\text{Bat .N}} \quad (2.29)$$

L'état de charge (State of Charge, SOC) varie entre une valeur maximale de 1 (batterie complètement chargée) et une valeur minimale définie par la profondeur maximale de décharge :

$$SOC_{\text{min}} = 1 - DOD \quad (2.30)$$

Selon les données des fabricants, la durée de vie des batteries est optimisée lorsque la profondeur de décharge reste comprise entre 30 % et 50 % [23].

Enfin, la capacité de stockage nécessaire dépend de la charge demandée et de la durée d'autonomie souhaitée. Elle peut être estimée par la relation suivante :

$$\begin{aligned} C_{\text{Bat}} &= \frac{E_L \cdot N_a}{\eta_{\text{Bat}} \cdot F_{\text{déch}} \cdot DOD} [\text{Wh}] \\ C_{\text{Bat}} [\text{Ah}] &= \frac{C_{\text{Bat}}}{V_b} [\text{Wh}] \end{aligned} \quad (2.31)$$

C_{Bat} : La capacité de stockage de la batterie.

N_a : Le nombre de jours d'autonomie.

V_b : La tension du système.

DOD : Le profondeur de décharge.

2.5.3 Tension de la batterie

Le modèle suivant permet de décrire la relation entre la tension de la batterie, le courant et l'état de charge (SOC). Il est basé sur le schéma électrique équivalent illustré dans la figure (2-10) [25].

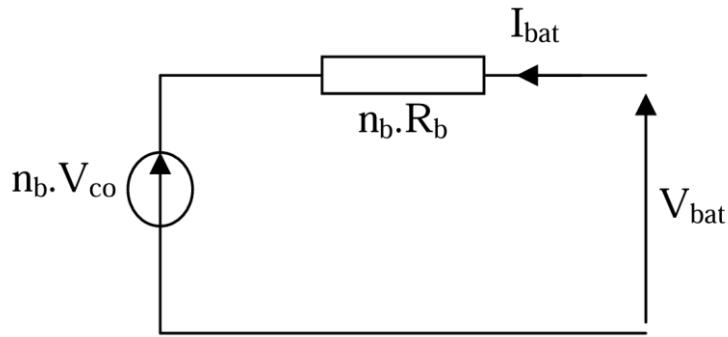


Figure 2.10 : Schéma électrique de batterie.

Pour un ensemble de n batteries connectées en série, la tension peut être modélisée par l'équation suivante [25] :

$$V_{bat}(t) = n_b \cdot V_{co}(t) + n_b \cdot I_{bat}(t) \cdot R_{bat}(t) \quad (2.32)$$

Dans cette équation, $V_{bat}(t)$ désigne la tension de circuit ouvert de la batterie à l'instant t , exprimée en volts (V), tandis que $R_{bat}(t)$ représente la résistance interne de la batterie au même instant, en ohms (Ω). La tension de circuit ouvert est modélisée comme une fonction logarithmique dépendant de l'état de charge (SOC) de la batterie.

$$V_{co}(t) = VF + b \cdot \log(\text{SOC}(t)) \quad (2.33)$$

VF représente la force électromotrice de la batterie, tandis que b est une constante empirique.

La variation de la résistance interne d'une batterie, $R_{bat}(t)$, est principalement due à deux composantes : la résistance des électrodes, $R_{\text{électrode}}$, et celle de l'électrolyte, $R_{\text{électrolyte}}$.

$$R_{bat}(t) = R_{\text{électrode}} + R_{\text{électrolyte}} \quad (2.34)$$

La variation de $R_{\text{électrode}}$ et de $R_{\text{électrolyte}}$ en fonction de l'état de charge (SOC) peut être modélisée par les expressions suivantes :

$$R_{\text{électrode}} = r_1 + r_2 \cdot (\text{SOC}(t)) \quad (2.35)$$

$$R_{\text{électrolyte}} = [r_3 - r_4(\text{SOC}(t))]^{-1} \quad (2.36)$$

Où r_1, r_2, r_3 , et r_4 sont des constantes empiriques. Ces constantes prennent des valeurs différentes selon que la batterie est en phase de charge ou de décharge. Pour une batterie au plomb-acide, les valeurs correspondantes sont regroupées dans le tableau suivant [25].

Tableau 2.1 : Caractéristique de batterie plomb acide.

Paramètres	Mode de charge	Mode de décharge
VF	13.250 V	12.662 V
b	0.810	0.724
r_1	0.062 Ohms	0.055 Ohms
r_2	0.046 Ohms	-0.010 Ohms
r_3	95.638 Ohms^{-1}	4.270 Ohms^{-1}
r_4	52.671 Ohms^{-1}	$-100.730 \text{ Ohms}^{-1}$

2.5.4 Courant de la batterie

Lorsque la puissance produite par le générateur photovoltaïque est supérieure à la puissance demandée par la charge, les batteries entrent en phase de charge. Le courant de charge de la batterie à l'instant t peut alors être exprimé par l'équation suivante [26] :

$$I_{\text{Bat}} = \frac{P_{\text{pv}}(t)}{V_{\text{Bat}}(t)} - \frac{E_L(t)/\eta_{\text{inv}}}{V_{\text{Bat}}(t)} \quad (2.37)$$

En revanche, lorsque la puissance photovoltaïque disponible est inférieure à la demande, la batterie se décharge pour compenser le déficit. Le courant de décharge est alors donné par [26] :

$$I_{\text{Bat}} = \frac{E_L(t)/\eta_{\text{inv}}}{V_{\text{Bat}}(t)} - \frac{P_{\text{pv}}}{V_{\text{Bat}}(t)} \quad (2.38)$$

2.5.5 Rendement de la batterie

Le rendement global d'une batterie est défini comme le rapport entre la puissance qu'elle restitue à la charge et la puissance qu'elle reçoit du générateur. Il peut être exprimé par la relation suivante [26] :

$$\eta_{bat} = \frac{P_{fourni}}{P_{incid}} \quad (2.39)$$

En pratique, ce rendement est souvent considéré constant, avec une valeur approximative de 85 %. Pour une batterie typique ayant une tension nominale de 2 V et une capacité de 100 Ah, la puissance qu'elle peut fournir s'écrit alors :

$$P_{fourni} = \eta_{bat} \cdot P_{incid} \quad (P_{incid} : \text{Puissance du générateur}). \quad (2.40)$$

2.6. Les convertisseurs DC-DC (hacheurs)

La figure (2.11) illustre la structure d'un convertisseur DC-DC, qui joue un rôle crucial en tant qu'interface entre la source d'énergie (générateur photovoltaïque – GPV) et la charge [27].

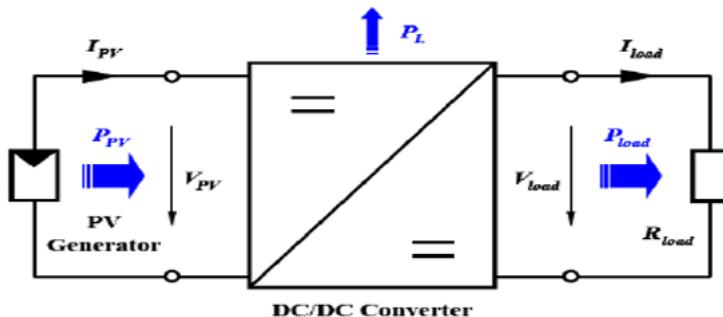


Figure 2.11 : Convertisseur DC/DC

Dans un système photovoltaïque, le rôle principal de ce convertisseur est d'assurer une adaptation optimale entre le générateur et la charge, afin de permettre un transfert maximal de puissance.

Cette fonction est réalisée en maintenant le point de fonctionnement du générateur au voisinage du point de puissance maximale (MPP), quelles que soient les conditions d'exploitation (irradiation, température, type de charge, etc.). Contrairement aux applications classiques où un convertisseur DC-DC régule généralement la tension de sortie, dans les systèmes PV, c'est la tension d'entrée (côté générateur) qui est régulée. Cette régulation est basée sur une tension de

référence, fixée de manière constante ou déterminée dynamiquement par un algorithme de suivi du MPP (MPPT).

En supposant que les pertes internes PL du convertisseur soient négligeables, la puissance à l'entrée est égale à celle à la sortie.

Il existe plusieurs topologies de convertisseurs à découpage, mais trois sont particulièrement répandues dans les systèmes photovoltaïques (dévolteur, survolteur et mixte).

Ces convertisseurs permettent non seulement d'ajuster les tensions et courants en sortie des panneaux solaires selon les besoins de la charge, mais aussi d'optimiser le couplage énergétique entre la source photovoltaïque et les différents types de charges.

2.6.1. Hacheur dévolteur (Buck)

Le convertisseur dévolteur, également désigné dans la littérature sous le nom d'hacheur Buck ou hacheur série, est un type de convertisseur DC-DC largement utilisé pour abaisser la tension d'entrée vers une tension de sortie plus faible. La figure (2.12) illustre le schéma de principe de ce convertisseur [28].

Il trouve principalement son application dans les systèmes d'alimentation où il est nécessaire d'adapter une tension supérieure à un niveau compatible avec la charge alimentée. Le rapport de conversion entre la tension de sortie V_o et la tension d'entrée V_i est donné par l'expression $M = \frac{V_o}{V_i}$, ce rapport étant fonction du rapport cyclique d'appliquée à l'interrupteur de commande.

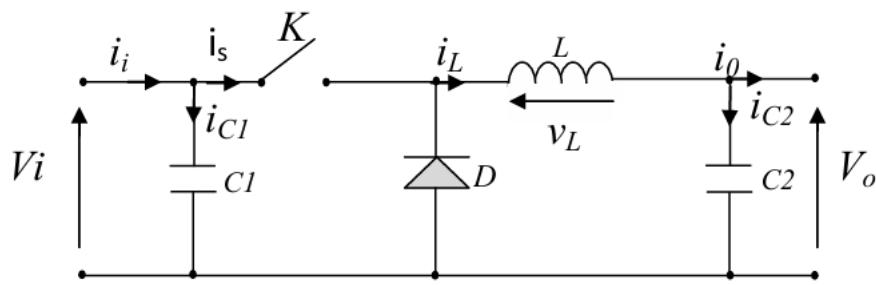


Figure 2.12 : Schéma de principe d'un convertisseur dévolteur (buck).

Pour comprendre précisément le comportement réel de ce type de convertisseur, il est indispensable d'étudier en détail son modèle mathématique. Cette modélisation passe par l'analyse des deux états fondamentaux du commutateur : lorsqu'il est fermé et lorsqu'il est ouvert. En effet, pendant une période de commutation T_s , l'interrupteur reste fermé durant une

durée $d \cdot T_s$, et ouvert pendant $(1 - d) \cdot T_s$. La figure (2.13) présente les schémas des circuits équivalents correspondant à ces deux états de fonctionnement.

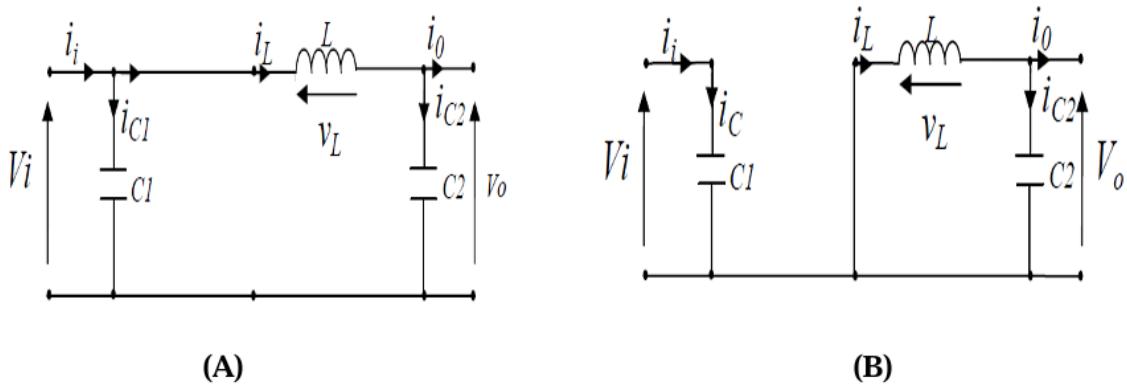


Figure 2.13 : Schémas équivalents du hacheur dévolteur, (a) : K fermé, (b) : K ouvert

En appliquant les lois de Kirchhoff aux deux configurations du circuit représentées dans la figure (2.13), on peut établir les systèmes d'équations correspondants.

Pour la première période $d \cdot T_s$:

$$\begin{cases} i_{c1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = i_i(t) - i_L(t) \\ i_{c2}(t) = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = i_L(t) - i_0(t) \\ V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = V_i(t) - V_0(t) \end{cases} \quad (2.41)$$

Pour la deuxième période $(1 - d) \cdot T_s$:

$$\begin{cases} i_{c1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = i_i(t) \\ i_{c2}(t) = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = i_L(t) - i_0(t) \\ V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = -V_0(t) \end{cases} \quad (2.42)$$

Afin d'obtenir une représentation dynamique valable sur l'ensemble de la période T_s , on utilise généralement l'expression suivante [28] :

$$\left(\frac{dx}{dt} \right) T_s = \frac{dx}{dt_{D \cdot T_s}} d \cdot T_s + \frac{dx}{dt_{(1-D) \cdot T_s}} (1 - d) \cdot T_s \quad (2.43)$$

En appliquant la relation (2.43) aux systèmes d'équations (2.41) et (2.42), on déduit les équations qui décrivent le comportement du système sur l'ensemble de la période T_s :

$$\begin{cases} C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} T_s = dT_s(i_i - i_L) + (1-d)T_s i_i \\ C_2 \frac{dv_0(t)}{dt} T_s = dT_s(i_L - i_0) + (1-d)T_s(i_L - i_0) \\ L \frac{di_L(t)}{dt} = dT_s(V_i - V_0) + (1-d)T_s(-V_0) \end{cases} \quad (2.44)$$

Après arrangement, on obtient :

$$\begin{cases} i_L(t) = \frac{1}{d}(i_i(t) - C_1 \frac{dv_i(t)}{dt}) \\ i_0(t) = i_L(t) - C_2 \frac{dv_0(t)}{dt} \\ V_i(t) = \frac{1}{d} \left(L \frac{di_L(t)}{dt} + V_0(t) \right) \end{cases} \quad (2.45)$$

2.6.2. Hacheur survolté (Boost)

Le convertisseur survolteur, également appelé *boost* ou hacheur parallèle, est un type de convertisseur DC-DC dont le schéma de principe est présenté dans la figure (2.14). Sa principale fonction est d'elever la tension d'entrée afin d'obtenir une tension de sortie plus élevée[28].

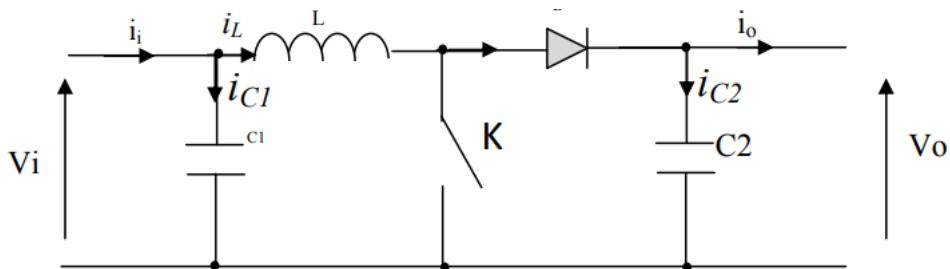


Figure 2.14 : Schéma de principe d'un convertisseur (Boost)

Comme dans le cas du convertisseur dévolteur, l'application des lois de Kirchhoff aux circuits équivalents du convertisseur survolteur, représentés dans la figure (2.15) pour les deux phases de fonctionnement (interrupteur fermé et interrupteur ouvert), permet d'établir les équations caractéristiques du système [28] :

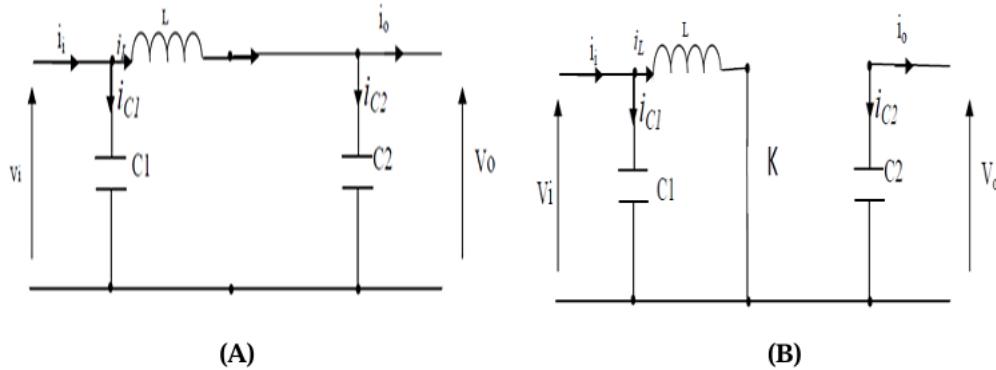


Figure 2.15 : Schémas équivalents de l'hacheur survoltage, (a) : K fermé, (b) : K ouvert

Pour la première période $d \cdot T_s$:

$$\begin{cases} i_{c1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = i_i(t) - i_L(t) \\ i_{c2}(t) = C_2 \frac{dv_0(t)}{dt} = -i_0(t) \\ V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = -V_i(t) \end{cases} \quad (2.46)$$

Pour la deuxième période $(1 - d) \cdot T_s$:

$$\begin{cases} i_{c1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = i_i(t) - i_L(t) \\ i_{c2}(t) = C_2 \frac{dv_0(t)}{dt} = i_L(t) - i_0(t) \\ V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = V_i(t) - V_0(t) \end{cases} \quad (2.47)$$

En appliquant la relation (2.16) aux systèmes d'équations (I.21) et (I.22), on obtient, de manière similaire au convertisseur dévolteur, le modèle approximatif du convertisseur survoltage [28] :

$$\begin{cases} i_L(t) = i_i(t) - C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} \\ i_0(t) = (1 - d)i_L(t) - C_2 \frac{dv_0(t)}{dt} \\ V_i(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} + (1 - d)V_0(t) \end{cases} \quad (2.48)$$

2.6.3. Hacheur dévolteur-survoltage

Le convertisseur dévolteur-survoltage, également appelé convertisseur buck-boost, combine les caractéristiques des deux types précédents, à savoir le dévolteur (buck) et le survoltage (boost).

Il permet d'adapter une tension d'entrée, qu'elle soit inférieure ou supérieure, à une tension de sortie souhaitée. Grâce à cette flexibilité, il est souvent considéré comme un transformateur idéal pour des applications nécessitant une régulation précise de la tension. Le schéma de principe de ce convertisseur est présenté à la figure 2.16 [28].

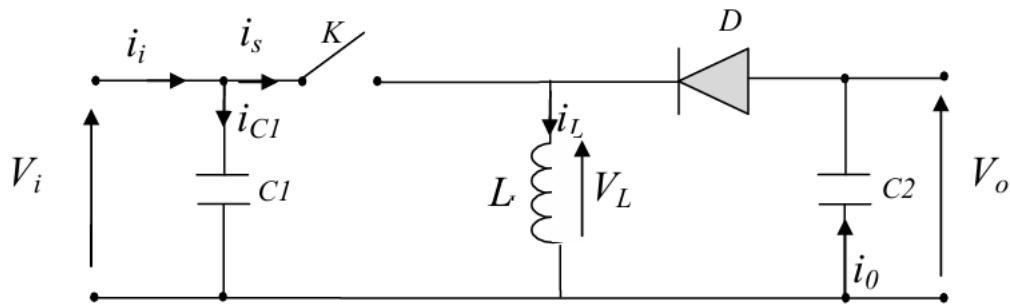


Figure 2.16 : Schéma de principe d'un convertisseur dévolteur-survolteur

2.7 Conclusion

Ce chapitre a permis d'établir une base solide de modèles mathématiques et physiques pour les principaux composants d'un système photovoltaïque autonome. La modélisation du rayonnement solaire a fourni les outils pour calculer précisément l'énergie incidente sur un panneau incliné, en tenant compte de toutes ses composantes. Le modèle électrique de la cellule photovoltaïque, avec ses résistances série et shunt, permet de prédire avec précision son comportement sous différentes conditions d'irradiation et de température, mettant en évidence l'impact négatif de la chaleur sur la tension et la puissance de sortie. L'étude des associations de cellules a souligné l'importance d'une configuration homogène pour éviter les pertes et les risques de dommages dus aux ombres partielles. La modélisation du stockage par batterie, basée sur des équations dynamiques d'état de charge (SOC), de tension et de rendement, est essentielle pour dimensionner correctement l'autonomie du système. Enfin, la présentation des convertisseurs DC-DC a montré comment ces dispositifs permettent non seulement d'adapter les niveaux de tension, mais surtout d'optimiser en permanence la puissance extraite du générateur photovoltaïque. Ces modèles constituent la pierre angulaire pour toute étape de simulation, de dimensionnement et d'optimisation d'un système photovoltaïque autonome, préparant ainsi le terrain pour les études de cas ou les analyses de performance qui pourraient suivre.

Chapitre 3

Étude de cas : système hybride PV- Batteries-Réseau dans la région de Ghardaïa

3.1 Introduction

Après avoir présenté le contexte général des systèmes hybrides PV-batterie-réseau et leur intérêt particulier dans les régions sahariennes, il est nécessaire d'illustrer concrètement leur mise en œuvre à travers une étude de cas appliquée. Ce chapitre est consacré à l'analyse d'un système dimensionné pour une habitation située à Ghardaïa, ville saharienne bénéficiant d'un ensoleillement exceptionnel mais caractérisée également par une forte demande énergétique liée notamment à la climatisation.

L'objectif est d'évaluer la performance d'une configuration hybride typique combinant un générateur photovoltaïque, un banc de batteries et un onduleur hybride raccordé au réseau national. L'étude repose sur des expériences réalistes de charges domestiques et sur les conditions climatiques locales, avec comme journée de référence le 31 mai 2025, représentative d'un fort rayonnement solaire et d'une consommation élevée.

Ce chapitre comprend plusieurs étapes : présentation des spécifications techniques du système, évaluation de la production d'énergie solaire et analyse du bilan énergétique, puis analyse critique des résultats et identification des améliorations potentielles du système. Enfin, le chapitre résume les points les plus importants, soulignant l'importance de cette solution énergétique pour la région de Ghardaïa.

3.2 Dimensionnement du système PV hybride

Charges considérées

- Climatiseur : 1200 W (fonctionnement de 09:00 à 18:00 → 9 h/jour)
- Ordinateur + Agilent : 100 W (fonctionnement 24 h/24)
- Projecteur : 100 W (fonctionnement 24 h/24)
- Rendement global du système (onduleur, MPPT, câbles) : 80 % ($\eta = 0,8$)
- Peak Sun Hours (PSH) : 6 h/jour
- Autonomie demandée : 15 h

la consommation journalière

- Climatiseur : $1200 \text{ W} \times 9 \text{ h} = 10800 \text{ Wh}$
- Ordinateur + Agilent : $100 \text{ W} \times 24 \text{ h} = 2400 \text{ Wh}$
- Projecteur : $100 \text{ W} \times 24 \text{ h} = 2400 \text{ Wh}$

→ Énergie totale consommée : $10800 + 2400 + 2400 = 15600 \text{ Wh/jour}$

En tenant compte des pertes ($\eta = 0,8$) :

$E_{PV} = 15600 / 0,8 = 19500 \text{ Wh/jour}$ (énergie à produire côté PV).

L'autonomie des batteries

- PC + Agilent pendant 15 h → $100 \text{ W} \times 15 \text{ h} = 1500 \text{ Wh}$
- Projecteur pendant 15 h → $100 \text{ W} \times 15 \text{ h} = 1500 \text{ Wh}$

Climatiseur (3 h pendant autonomie) : $1200 \text{ W} \times 3 \text{ h} = 3600 \text{ Wh}$

Énergie utile totale à couvrir par la batterie : $1500 + 1500 + 3600 = 6600 \text{ Wh}$

Dimensionnement des batteries (DoD = 50 %)

- Énergie utile à couvrir : 6600 Wh
- Énergie stockée nécessaire = $6600 / 0,50 = 13200 \text{ Wh}$

Capacité en Ah à 24 V

- $C = 13200 \text{ Wh} / 24 \text{ V} = 550 \text{ Ah}$ arrondi à 600 Ah

Dimensionnement en batteries 12 V × 200 Ah

- Un string série 2S = 24 V, 200 Ah (2 batteries 12 V en série)
- Nombre de strings en parallèle nécessaires = $600 \text{ Ah} / 200 \text{ Ah} = 3$ strings
- Nombre total de batteries = $3 \times 2 = 6$ batteries
- Banque finale : 2S3P → 24 V / 600 Ah → Énergie = 14400 Wh
- Énergie utile à 50 % DoD = $14400 \times 0.5 = 7200 \text{ Wh}$ → suffisant pour 6600 Wh

Dimensionnement du champ PV

Énergie PV à produire (avec pertes) : 19500 Wh/jour

PSH (Peak Sun Hours) : 6 h/jour

Panneau choisi : 340 Wc

Pertes thermiques prises en compte : 10 % (facteur 0,9)

Puissance PV requise avant pertes thermiques

$P_{PV} = 19500 / 6 = 3250 \text{ Wc}$

Puissance PV requise après pertes thermiques

$$P_{pv} = 3250 / 0.9 = 3611.11 \text{ Wc}$$

Nombre de panneaux (340 Wc)

$$N = 3611.11 / 340 = 10.62 \Rightarrow 11 \text{ panneaux (arrondi)}$$

Puissance installée retenue

$$11 \times 340 = 3740 \text{ Wc} = 3.74 \text{ kWc}$$

3.3 Présentation générale du système hybride PV-batterie-réseau étudié

Le système photovoltaïque étudié a été conçu, câblé et testé dans le cadre de ce projet. Il est composé de panneaux solaires, d'un onduleur hybride, d'un banc de batteries pour le stockage d'énergie, ainsi que des charges réelles (ordinateur, appareil de mesure Agilent 34970A, climatiseur et projecteurs).

Ce cas d'étude vise à évaluer les performances d'un système hybride PV-batterie-réseau pour alimenter une charge spécifique dans le site de Ghardaïa, Algérie. Le système est conçu pour répondre aux besoins énergétiques d'un climatiseur de 1,2 kW fonctionnant 9 heures par jour et d'équipements divers consommant 200 W en continu (24 h/jour). L'objectif est d'analyser la faisabilité technique du système en tenant compte des conditions météorologiques locales.



Figure 3.1 : Présentation générale du système.

3.3.1 Description des composants du système

A. Onduleur solaire hybride

L'onduleur solaire hybride représente une avancée technologique majeure dans le domaine des systèmes photovoltaïques, offrant une gestion énergétique optimisée. Ce dispositif intègre plusieurs fonctionnalités clés, permettant de gérer simultanément l'énergie produite par les panneaux solaires, stockée dans les batteries et, si nécessaire, puisée depuis le réseau électrique. En convertissant le courant continu (DC) généré par les panneaux en courant alternatif (AC), il assure une alimentation électrique stable et continue, même en l'absence de réseau ou lors de variations dans la production solaire. Cette capacité à basculer entre différentes sources d'énergie garantit une autonomie énergétique accrue, particulièrement utile dans les zones isolées ou sujettes à des coupures fréquentes.

D'un point de vue technique, l'onduleur hybride hors réseau est conçu pour maximiser l'efficacité énergétique grâce à des algorithmes intelligents tels que le suivi du point de puissance maximale (MPPT). Ces algorithmes optimisent la production d'énergie solaire en temps réel, tout en assurant une gestion efficace des batteries pour éviter les surcharges ou les décharges excessives. De plus, ce type d'onduleur peut être configuré pour répondre à des priorités spécifiques, comme l'utilisation prioritaire de l'énergie solaire, suivie du stockage dans les batteries, avec le réseau agissant uniquement comme solution de secours. Cette flexibilité permet aux utilisateurs de minimiser leur dépendance au réseau électrique tout en réduisant leurs coûts énergétiques.

Enfin, l'onduleur solaire hybride hors réseau joue un rôle crucial dans la transition vers des systèmes énergétiques durables et résilients. En combinant plusieurs sources d'énergie, il offre une solution fiable pour les applications résidentielles, industrielles et agricoles, tout en contribuant à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Son adaptabilité et sa modularité en font un choix privilégié pour les installations dans des environnements variés, qu'il s'agisse de régions urbaines ou rurales. Cependant, malgré ses nombreux avantages, son coût initial élevé et sa complexité technique nécessitent une analyse approfondie pour garantir son intégration réussie dans les systèmes énergétiques modernes.

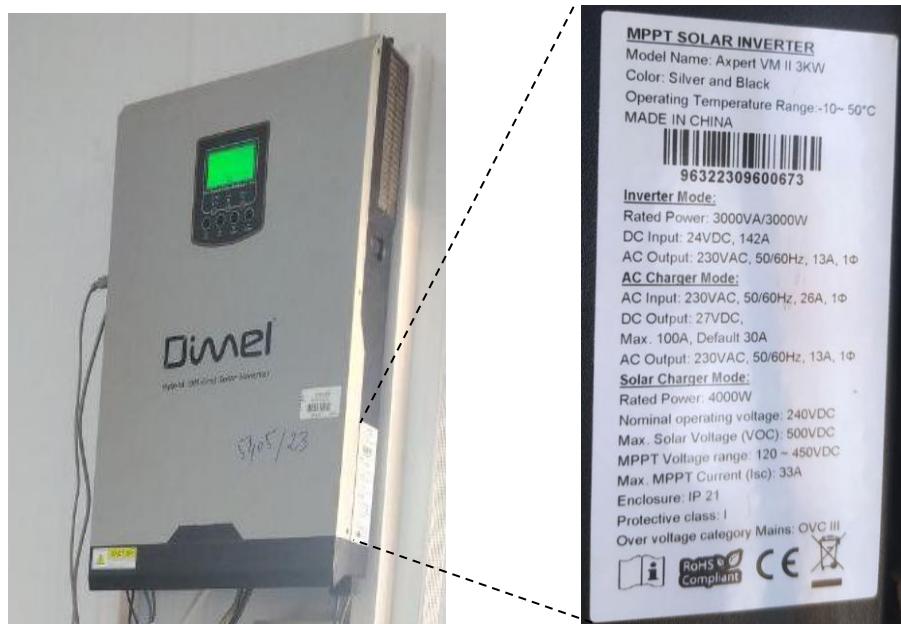


Figure 3.2 : Caractéristiques d'onduleur Axpert VM II, 3 kW.

- Puissance nominale : 3 kW
- Compatible avec les systèmes PV, batterie et réseau

B. Générateur photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque étudié dans ce projet est composé de huit modules photovoltaïques polycristallins (Figure 3.3), chacun ayant une puissance unitaire nominale de 340 Wc. Ces modules, assemblés en série, permettent d'atteindre une puissance totale installée de 2720 Wc, soit 2,72 kWc et un courant de GPV de 9.11 A et une tension de 298.64 V . Le choix des modules polycristallins repose sur leur rapport qualité-prix avantageux et leur rendement énergétique satisfaisant, généralement compris entre 11 % et 15 %. Bien que leur efficacité soit légèrement inférieure à celle des modules monocristallins, leur coût de fabrication réduit en fait une solution compétitive pour les installations à moyenne échelle. Cette configuration garantit une production d'énergie adaptée aux besoins spécifiques du système, tout en optimisant l'utilisation de l'espace disponible.

La performance du générateur photovoltaïque dépend de plusieurs facteurs, notamment l'ensoleillement local, l'orientation et l'inclinaison des modules, ainsi que les conditions climatiques. Dans des conditions optimales d'irradiation solaire, le générateur est capable de produire une puissance proche de sa capacité nominale (Figure 3.4). L'intégration de ce

générateur photovoltaïque dans un système hybride démontre son rôle central dans la production d'énergie renouvelable. Avec une capacité totale de 2,72 kWc, le générateur est dimensionné pour répondre aux besoins énergétiques des charges définies, notamment un climatiseur de 1,1 kW et divers équipements électriques fonctionnant en continu de 200W.



Figure 3.3 : Caractéristiques d'un module PV.

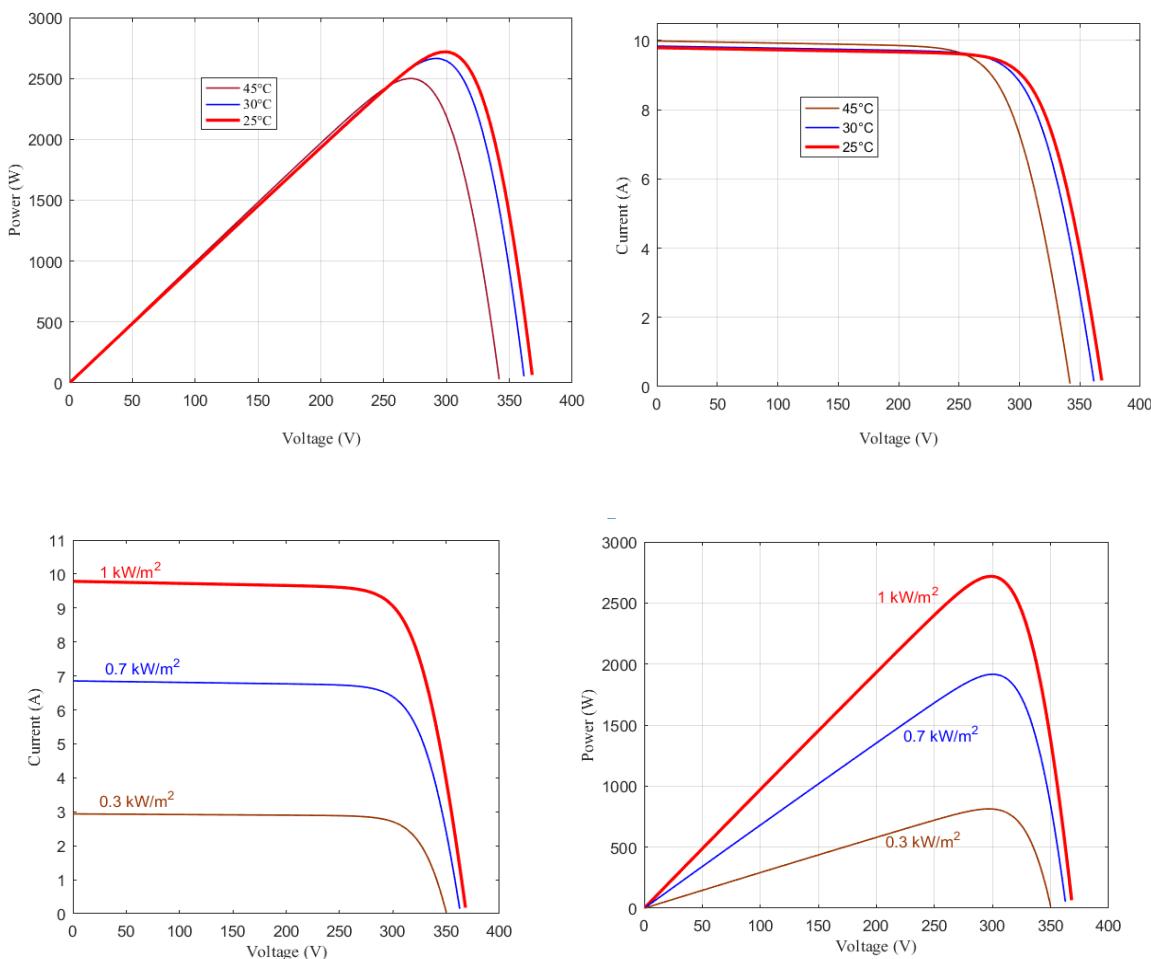


Figure 3.4 : Caractéristiques de GPV.

C. Batteries

Le système de stockage d'énergie du projet repose sur un banc de quatre batteries MASTER ENERGY, modèle DC 12-200-GEL (Figure 3.5), chacune offrant une tension nominale de 12 V et une capacité de 200 Ah. Ces batteries, de technologie plomb-acide gel (VRLA), sont particulièrement adaptées aux applications solaires et hybrides grâce à leur conception scellée, sans entretien, et leur résistance aux cycles de décharge profonde. Leur assemblage permet d'atteindre une capacité totale de 9,6 kWh, assurant ainsi un stockage suffisant pour couvrir les besoins énergétiques du système photovoltaïque hybride.



Figure 3.5 : Caractéristiques de batterie.

- Capacité : 4 batteries de 12 V / 200 Ah
- Capacité totale : $4 \times (12 \times 200) = 9600 \text{ Wh} (9,6 \text{ kWh})$

D. Charge électrique

- Climatiseur : 1,2 kW pendant 9 heures/jour ($1,2 \times 9 = 10,8 \text{ kWh/jour}$)
- Équipements divers : 200 W pendant 24 heures/jour ($0,2 \times 24 = 4,8 \text{ kWh/jour}$)
- Consommation totale quotidienne : $10,8 + 4,8 = 15,6 \text{ kWh/jour}$

3.3.2 Analyse des performances

A. Production d'énergie photovoltaïque

La production d'énergie des modules PV dépend de l'irradiation solaire et des conditions environnementales (Conditions météorologiques Ghardaïa, 31 mai 2025 : Irradiation solaire moyenne journalière : $\sim 7,5 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$ (données typiques pour Ghardaïa en mai). Température ambiante moyenne : $\sim 35^\circ\text{C}$). En utilisant l'irradiation solaire moyenne de $7,5 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$ et un rendement global du système PV estimé à 80 % (tenant compte des pertes dues à la température, aux câbles, etc.), la production journalière d'énergie peut être calculée comme suit :

Énergie produite par le système PV

$$= \text{Puissance totale installée} \times \text{Irradiation solaire} \times \text{Rendement}$$

$$\text{Énergie produite} = 2,72 \text{ kW} \times 7,5 \text{ kWh/m}^2/\text{jour} \times 0,8 = 16,32 \text{ kWh/jour}$$

B. Contribution des batteries

Les batteries jouent un rôle crucial pour stocker l'énergie excédentaire et fournir de l'électricité lorsque la production PV est insuffisante ou nulle (par exemple, la nuit).

- **Capacité utile des batteries** : Pour éviter la décharge profonde, seule 50 % de la capacité totale des batteries est utilisée.

$$\text{Capacité utile} = 9,6 \text{ kWh} \times 0,5 = 4,8 \text{ kWh}$$

Les batteries peuvent donc fournir jusqu'à 4,8 kWh d'énergie supplémentaire par jour.

C. Rôle du réseau électrique

Le réseau électrique agit comme une source de secours lorsque la production PV et les batteries ne suffisent pas à couvrir la demande.

3.4 Réalisation du projet

3.4.1 Installation des panneaux photovoltaïques

Huit panneaux photovoltaïques de puissance nominale 340 W chacun ont été installés en configuration huit modules en série.

Les câbles DC ont été dimensionnés et raccordés à l'entrée solaire de l'onduleur. La figure ci-dessous illustre l'installation des modules PV sur le site expérimental.



Figure 3.6 : Installation des modules PV sur le site expérimental.

3.4.2 Raccordement et paramétrage de l'onduleur

Un onduleur hybride (Axpert VM II, 3 kW) a été utilisé pour assurer :

- la conversion de l'énergie DC en AC,
- ainsi que la gestion intelligente des flux énergétiques.

Le câblage entre les panneaux photovoltaïques, le banc de batteries et le réseau a été réalisé conformément au schéma de raccordement.

Les principaux paramètres de fonctionnement ont été configurés afin de garantir une gestion optimale :

- **Priorité PV** : l'alimentation des charges est assurée en premier lieu par les panneaux photovoltaïques.
- **Support par les batteries** : en cas d'insuffisance de production solaire, les batteries prennent le relais pour maintenir l'alimentation.
- **Appui du réseau** : le réseau n'intervient qu'en dernier recours, lorsque ni les panneaux ni les batteries ne peuvent satisfaire la demande.
- **Suivi MPPT** : l'onduleur assure en permanence le suivi du point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracking) afin d'optimiser la production PV.

- **Seuils de batterie** : des seuils de tension de charge et de décharge ont été définis pour protéger les batteries et prolonger leur durée de vie.



Figure 3.7 : Armoire de raccordement du système photovoltaïque.



Figure 3.8 : Onduleur hybride Axpert VM II (3 kW) utilisé dans le système expérimental.

3.4.3 Banc de batteries

Le stockage d'énergie est assuré par quatre batteries 12 V / 200 Ah montées en 2S2P (tension nominale 24 V, capacité totale 400 Ah). Cette configuration permet une capacité utile

d'environ 4,8 kWh. La photo suivante montre l'assemblage des batteries et leur raccordement avec l'onduleur.



Figure 3.9 : Assemblage des batteries et leur raccordement avec l'onduleur.

3.4.4 Installation des instruments de mesure

Afin de suivre le fonctionnement et les performances du système, plusieurs capteurs ont été installés :

- **Thermocouples** : placés sur la surface des panneaux PV pour mesurer leur température en temps réel.
- **Pyranomètre** : installé à proximité pour mesurer l'irradiation solaire incidente sur le plan des modules.
Ces instruments ont permis de relier les conditions climatiques locales (irradiation et température) aux performances électriques du système.



Figure 3.10 : Pyranomètre utilisé pour la mesure du rayonnement solaire global.



Figure 3.11 : Thermocouple installé pour la mesure de la température des modules photovoltaïques.

3.4.5 Charges expérimentales

Pour tester le système, plusieurs charges réelles ont été utilisées :

- un ordinateur
- L'Agilent 34970A
- Un climatiseur
- Deux projecteurs de 200 W .

Ces charges permettent d'évaluer le comportement du système dans différentes conditions de fonctionnement (jour/nuit, avec/sans climatisation).



Figure 3.12 : Climatiseur (12000 BTU) utilisé.



Figure 3.13 : Projecteurs LED (200 W) utilisés.



Figure 3.14 : Ordinateur de bureau et appareil de mesure Agilent 34970A.

3.5 Résultats expérimentaux et discussions

Le système a été mis en service le 31 mai 2025.

Les mesures de tension, courant, irradiation et température ont été enregistrées à l'aide de l'Agilent 34970A et des capteurs installés.

Les résultats montrent :

- la contribution principale des panneaux PV durant la journée,
- l'apport des batteries pour couvrir les charges,
- l'utilisation du réseau uniquement en cas d'insuffisance énergétique.

Ces essais valident la faisabilité et la performance du système photovoltaïque hybride dans des conditions réelles de la région de Ghardaïa.

3.5.1 Eclairage et température de site

La figure montre l'évolution simultanée de l'irradiation solaire et de la température de cellule au cours de la journée du 31 mai 2025. On observe que l'irradiation solaire commence à augmenter progressivement à partir de 7 h, pour atteindre son maximum vers 13 h, avec une

valeur proche de 850 W/m². Cette évolution suit la trajectoire apparente du soleil et illustre les conditions météorologiques favorables de la journée (ciel clair, sans fluctuations importantes liées aux passages nuageux).

En parallèle, la température de la cellule reste relativement stable autour de 25 °C durant la matinée, avant d'augmenter rapidement à partir de 8 h pour atteindre une valeur maximale avoisinant 60 °C entre 12 h et 14 h. Cette hausse est directement corrélée à l'augmentation du rayonnement incident. Après 15 h, l'irradiation diminue progressivement, ce qui entraîne une baisse simultanée de la température de cellule.

Ces résultats mettent en évidence la corrélation positive entre l'irradiation solaire et la température des cellules photovoltaïques. Toutefois, il est important de noter que l'élévation de température a un impact négatif sur le rendement des modules PV, en raison de l'augmentation des pertes thermiques et de la diminution de la tension en circuit ouvert. Ainsi, bien que la puissance maximale soit atteinte autour de midi grâce à une forte irradiation, la température élevée peut réduire légèrement les performances réelles du système.

En conclusion, cette journée expérimentale illustre le compromis entre irradiation élevée et élévation de température, deux paramètres essentiels à considérer dans l'évaluation énergétique et la conception des systèmes photovoltaïques.

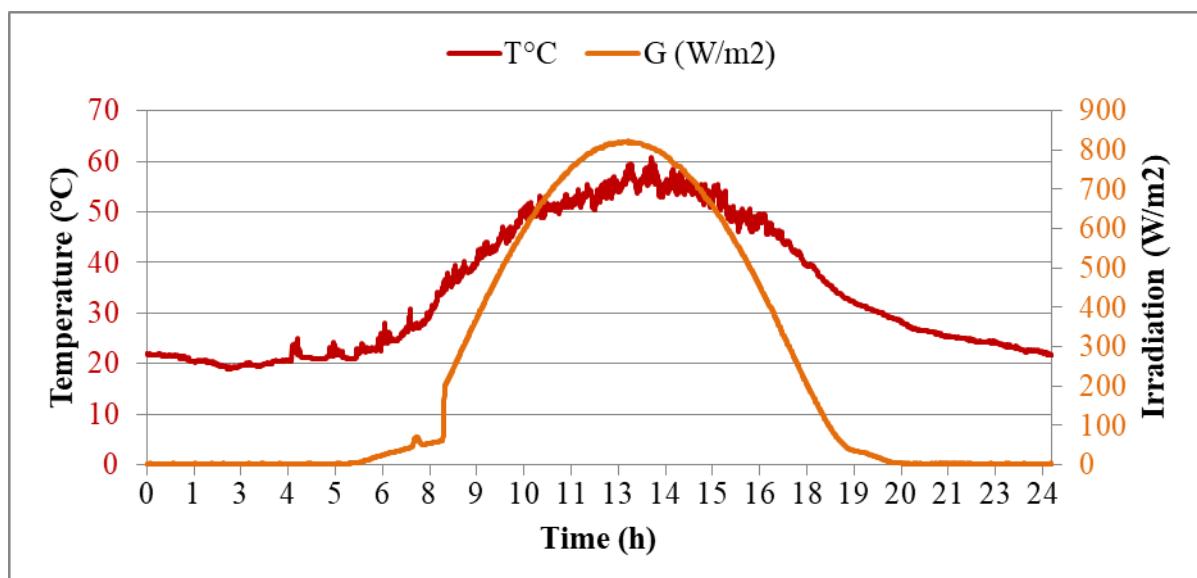


Figure 3.15 : Éclairement et température du site.

3.5.2 Puissance photovoltaïque (P_PV) et puissance de la charge (P_Load)

Cette figure illustre la variation horaire de la puissance délivrée par le champ photovoltaïque (P_PV en vert) et la puissance absorbée par la charge (P_Load en rouge).

- La puissance PV commence à croître vers 7 h, atteignant une production stable entre 9 h et 15 h, avec une valeur moyenne avoisinant 1600 W. Ce plateau traduit une irradiation solaire constante et favorable pendant cette plage horaire.
- Pendant la même période, la charge électrique du système est également importante (courbe rouge), indiquant que la production est utilisée directement pour alimenter la charge. Les fluctuations observées entre 10 h et 14 h dans la courbe rouge traduisent un comportement dynamique du système de régulation ou des variations de consommation.
- À partir de 16 h, la puissance PV diminue progressivement jusqu'à s'annuler vers 18 h, tandis que la puissance de la charge reste significative, montrant que la demande reste élevée même après la disparition du soleil.
- Après 18 h, l'absence de production PV entraîne une couverture totale de la charge par d'autres sources.

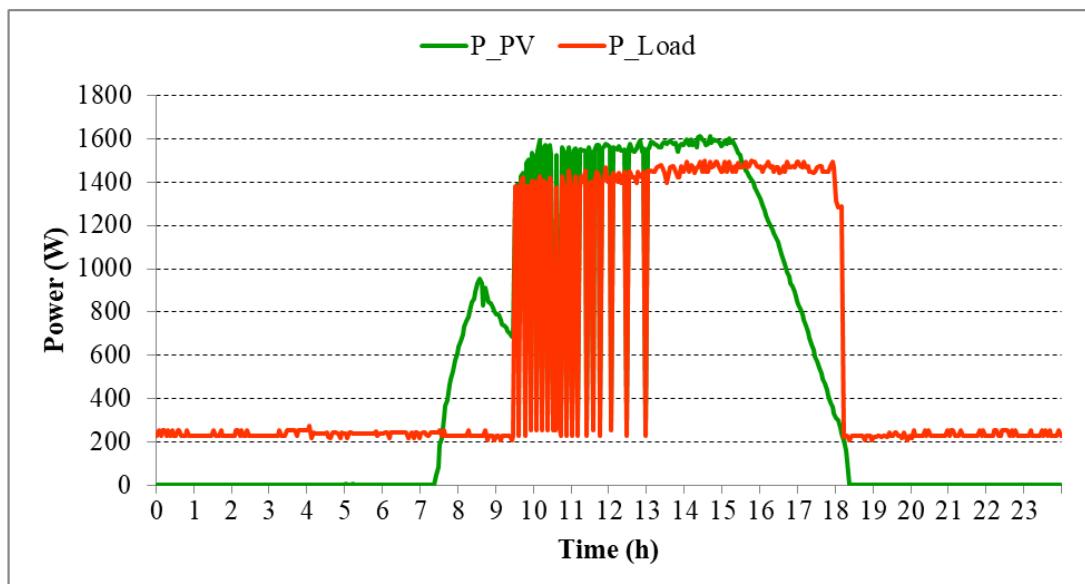


Figure 3.16 : Puissance photovoltaïque (P_PV) et puissance de la charge (P_Load).

3.5.3 Courant de charge et de décharge de la batterie (I_charge Batt, I_discharge Batt)

La courbe montre l'évolution du courant de charge (en rouge) et de décharge (en vert) de la batterie sur une période de 24 heures.

- On observe une phase de charge prédominante entre 3 :45 h et 10 h, où le courant de charge atteint un pic d'environ 25 A vers 8 h 30. Cette période coïncide avec l'augmentation de l'irradiation solaire et donc de la production photovoltaïque, ce qui permet d'alimenter la batterie en priorité.
- La batterie reste peu sollicitée entre 11 h et 15 h, avec des courants très faibles, indiquant que la charge est probablement achevée et que la production couvre directement la charge du système.
- Une phase de décharge significative apparaît ensuite à partir de 16 h 30, avec un pic de courant de décharge atteignant environ 55 A à 17 h 45. Cela indique une forte demande énergétique du système, probablement due à la baisse de l'irradiation solaire, poussant l'algorithme à puiser dans la batterie avant de recourir à d'autres sources .
- En soirée, entre 18 h et 21 h, la batterie continue à se décharger à un courant modéré (autour de 10 A), jusqu'à ce que le système passe à une autre source , comme prévu par la hiérarchie de priorité.

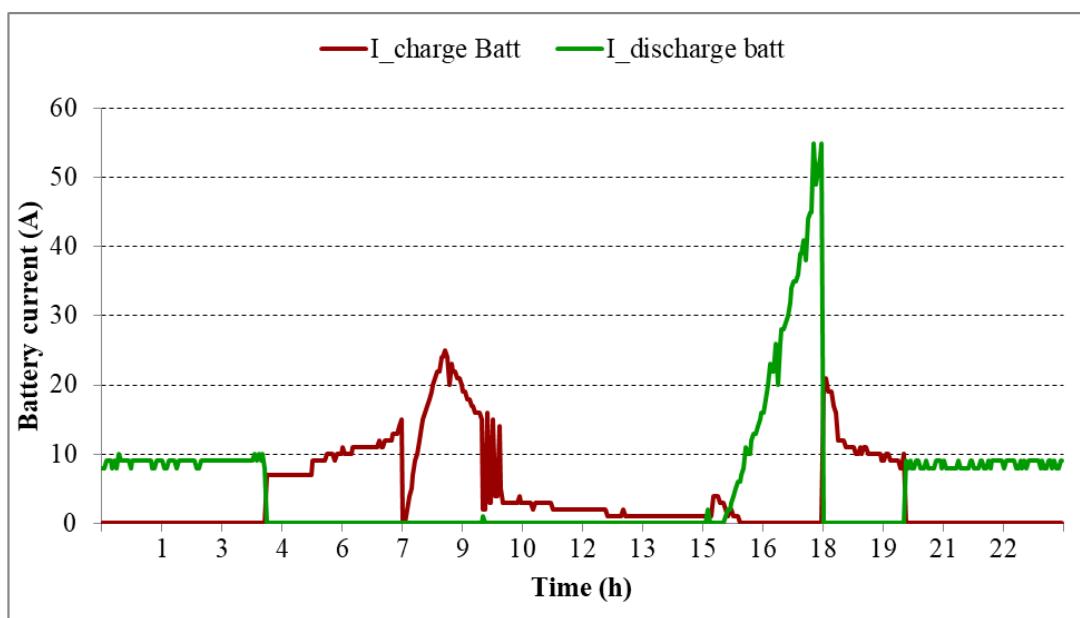


Figure 3.17 : Courant de charge et de décharge de la batterie .

3.5.4 Tension (V_batt) et capacité (C_batt) de la batterie

Ce graphique montre l'évolution de la tension (V_batt, en vert) et de la capacité (C_batt, en bleu) de la batterie au cours de la journée.

- Durant la nuit (0 h à 6 h), la capacité diminue progressivement, traduisant une phase de décharge. Cette décharge s'accélère entre 3 h et 5 h, moment où la tension chute fortement (jusqu'à 10 V), signe d'un niveau de charge critique.
- Dès 7 h, la capacité commence à augmenter, atteignant près de 100 % vers 10 h, indiquant une phase de recharge rapide grâce à une forte irradiation PV.
- Entre 10 h et 15 h, la capacité reste stable, ce qui signifie que la batterie est pleine et que la production couvre directement la charge.
- Une nouvelle phase de décharge démarre après 16 h, avec une chute importante de capacité et de tension vers 18 h, conséquence directe de l'absence de production PV.
- Une légère recharge semble être amorcée en fin de soirée, probablement grâce au recours au réseau ou au groupe électrogène, selon la stratégie de priorité.

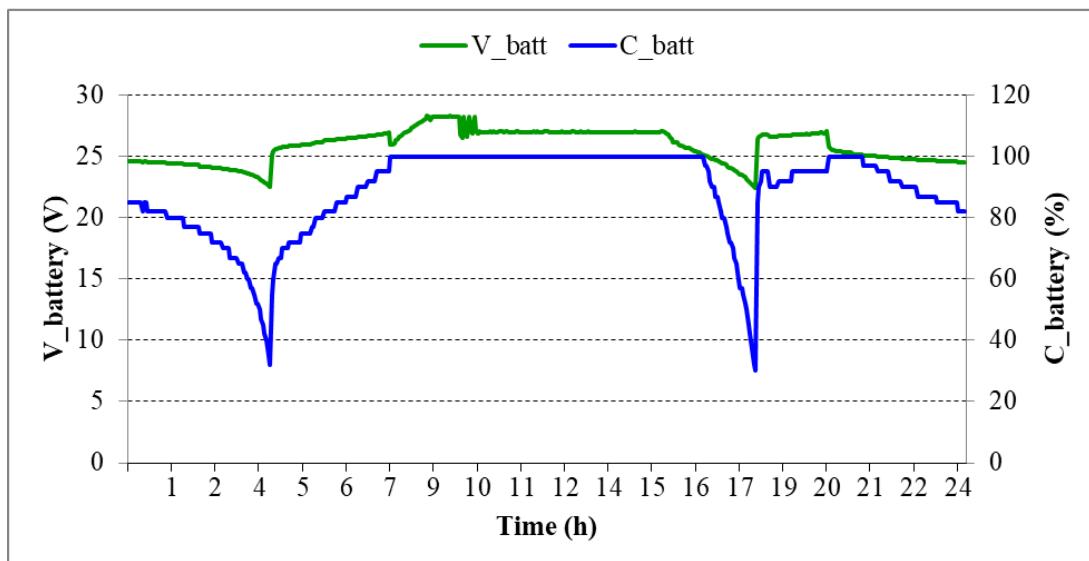


Figure 3.18 : Tension (V_batt) et capacité (C_batt) de la batterie.

3.5.5 Température de cellule (T) et tension du générateur photovoltaïque (V_PV)

La figure ci-dessus illustre l'évolution simultanée de la température de cellule (courbe rouge, axe de gauche) et de la tension de sortie du générateur photovoltaïque (courbe bleue, axe de droite) sur la journée du 31 mai 2025.

- La température de la cellule reste relativement stable autour de 25 °C entre 0 h et 6 h, correspondant à la période nocturne sans ensoleillement.
- Dès 7 h, on observe une montée progressive de la température, atteignant une valeur maximale d'environ 60 °C entre 12 h et 14 h. Cette élévation est due à l'augmentation de l'irradiation solaire, confirmant la bonne corrélation entre ensoleillement et température de cellule.
- À partir de 15 h, la température commence à décroître progressivement pour retrouver des valeurs proches de 25 °C vers 21 h, en suivant la décroissance naturelle du rayonnement solaire.

Concernant la tension du générateur PV (V_PV) :

- Elle reste faible et stable (autour de 50 V) durant la nuit, en l'absence de production.
- Dès 7 h, elle augmente brusquement avec l'apparition du rayonnement, pour atteindre une plage de fonctionnement stable entre 250 et 300 V de 8 h à 16 h, reflétant une production optimale.
- Quelques fluctuations sont visibles, probablement liées à des variations de charge ou des pointes de puissance intermittentes.
- Après 17 h, V_PV chute progressivement, revenant à son niveau de repos (< 60 V) aux alentours de 20 h, marquant la fin de la production photovoltaïque.

Ce graphique met en évidence la corrélation inverse bien connue entre la température de cellule et la tension de sortie des modules PV. En effet :

- Bien que l'augmentation de l'irradiation permette de produire plus d'énergie, l'élévation de température entraîne une diminution de la tension en circuit ouvert des modules, ce qui peut légèrement affecter le rendement global du champ PV.
- Cette tendance est visible ici à travers les petites chutes de tension observées aux heures les plus chaudes de la journée.

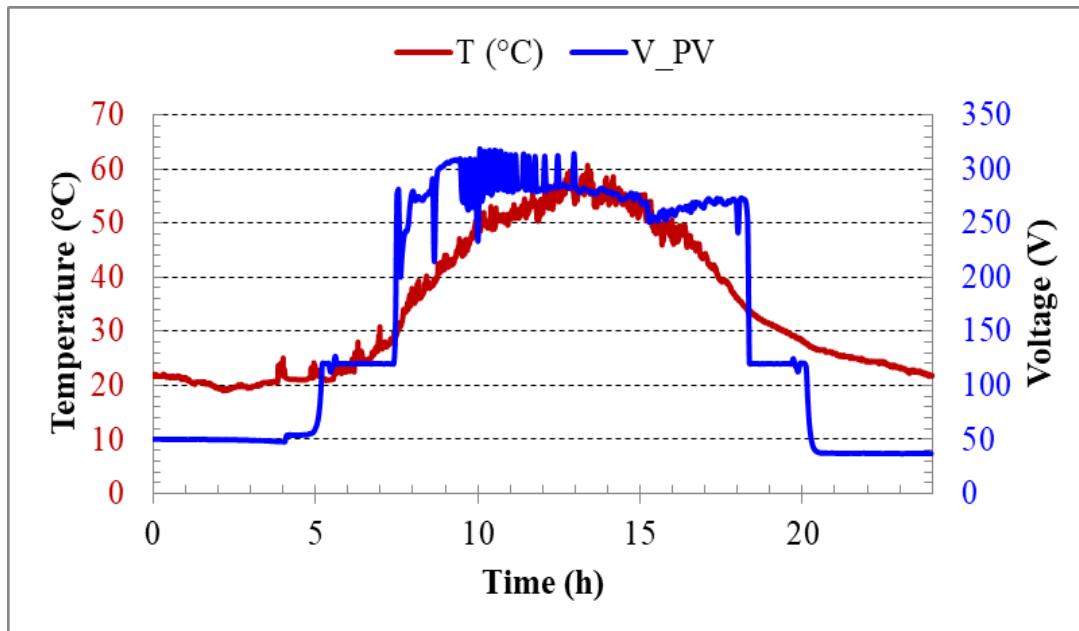


Figure 3.19 : Température de cellule (T) et tension du générateur photovoltaïque (V_PV).

3.6 Perspectives d'Optimisation et Solutions Techniques

- Les données expérimentales (Fig. 3.17 et 3.18) révèlent une sollicitation intense des batteries en fin de journée, avec une tension minimale atteignant 10V, niveau critique pour les batteries au plomb-acide. Une solution prioritaire consiste à doubler la capacité du banc de batteries (passer de 4 à 8 unités). Cette modification permettrait de réduire la profondeur de décharge journalière de 50% à 25% pour la même consommation, ce qui prolongerait significativement la durée de vie des batteries souvent le composant le plus critique en termes de coût et de fiabilité.
- Un léger surdimensionnement du champ PV (par exemple, passer de 2,72 kWc à 3,5 kWc) pourrait garantir une recharge plus rapide et plus complète des batteries, notamment en période de faible ensoleillement ou en hiver, tout en compensant les pertes additionnelles dues aux températures élevées.

- Implémentation d'un algorithme de charge intelligente : Au lieu d'une charge immédiate dès la production solaire, un système pourrait différer la charge des batteries pour coïncider avec les heures de pic de production (midi), minimisant ainsi les pertes par effet Joule et chaleur dans les batteries.

3.7 Conclusion

L'étude de cas menée à Ghardaïa a permis de valider, dans un contexte réel et exigeant, la faisabilité technique d'un système hybride photovoltaïque-batterie-réseau pour répondre aux besoins énergétiques d'une habitation située en zone saharienne. Les résultats expérimentaux du 31 mai 2025 journée représentative d'un fort ensoleillement estival démontrent que le système, composé de 2,72 kWc de panneaux polycristallins, d'un banc de 4 batteries gel (9,6 kWh) et d'un onduleur hybride Axpert VM II de 3 kW, parvient à couvrir la quasi-totalité de la demande énergétique (14,8 kWh/jour), principalement grâce à la production solaire directe et au soutien des batteries en soirée.

L'analyse des données a mis en évidence le fonctionnement optimal de l'onduleur en mode prioritaire (PV → Batterie → Réseau), ainsi que l'efficacité du suivi MPPT. Toutefois, elle a également révélé des points critiques, notamment la sollicitation excessive des batteries en fin de journée.

Les perspectives d'optimisation proposées notamment le doublement de la capacité de stockage et le léger surdimensionnement du champ PV visent précisément à corriger ces faiblesses. En somme, cette étude de terrain confirme le potentiel immense des systèmes hybrides dans les régions isolées et fortement ensoleillées comme Ghardaïa. Elle souligne également que la réussite d'une telle installation ne repose pas uniquement sur le choix des composants, mais sur un dimensionnement précis, une gestion intelligente de l'énergie et une anticipation des contraintes environnementales.

Conclusion générale

Conclusion Générale

Ce mémoire a permis de mener une étude complète, allant de la modélisation théorique à la validation expérimentale, d'un système hybride photovoltaïque-batterie-réseau, dans le contexte spécifique et exigeant de la région de Ghardaïa. L'objectif principal était de démontrer la faisabilité technique d'une telle installation, d'en évaluer les performances en conditions réelles, et d'identifier les axes d'optimisation pour en améliorer la fiabilité et la durabilité.

Pour y parvenir, le travail a été structuré en trois étapes fondamentales, chacune apportant sa contribution essentielle à la compréhension globale du système.

Chapitre 1 : Fondements théoriques des systèmes photovoltaïques Ce premier chapitre a posé les bases nécessaires à la compréhension du fonctionnement des systèmes solaires. J'y ai présenté les composantes du rayonnement solaire direct, diffus et réfléchi ainsi que les paramètres géométriques (hauteur solaire, angle zénithal, azimut) qui influencent la captation de l'énergie. J'ai ensuite expliqué le principe physique de l'effet photovoltaïque, les différentes technologies de cellules (monocristallin, polycristallin, amorphe, multi-jonctions), en mettant en évidence leurs avantages et leurs limites en termes de rendement, de coût et d'applications.

Enfin, j'ai distingué les trois grandes architectures de systèmes : autonome, connecté au réseau, et hybride. C'est ce dernier type combinant panneaux solaires, batteries et réseau qui s'est imposé comme la solution la plus adaptée à Ghardaïa, où l'ensoleillement est abondant, mais où la stabilité du réseau reste incertaine. Ce chapitre a ainsi fourni le cadre conceptuel indispensable à la suite du travail.

Chapitre 2 : Modélisation des composants clés du système Le deuxième chapitre a constitué le cœur technique de ce mémoire. J'y ai développé les modèles mathématiques permettant de prédire le comportement du système dans différentes conditions. J'ai commencé par modéliser le rayonnement solaire incident sur un plan incliné, en tenant compte de toutes ses composantes. Ensuite, j'ai établi le modèle électrique de la cellule photovoltaïque, basé sur son circuit équivalent, en intégrant les effets critiques de la température et de l'irradiation sur sa tension et son courant de sortie.

Conclusion générale

J'ai également analysé l'impact des associations série et parallèle des modules, en soulignant les risques liés aux ombres partielles et à l'hétérogénéité des cellules. La modélisation du stockage par batteries en particulier les batteries au plomb-acide gel a permis de décrire précisément les phénomènes de charge, de décharge, d'état de charge (SOC) et de tension en fonction du courant et de la profondeur de décharge. Enfin, j'ai présenté les convertisseurs DC-DC (Buck, Boost, Buck-Boost) et leur rôle central dans l'adaptation d'impédance et l'optimisation du transfert de puissance, notamment via les algorithmes MPPT.

Ces modèles constituent une "boîte à outils" indispensable pour dimensionner correctement un système, anticiper ses performances, et éviter les erreurs coûteuses lors de son installation.

Chapitre 3 : Étude de cas expérimentale à Ghardaïa Le troisième chapitre a permis de passer de la théorie à la pratique. L'objectif est de garantir une alimentation électrique fiable et durable en exploitant au maximum l'énergie solaire (2,72 kWc), en stockant le surplus dans des batteries (9,6 kWh), et en n'utilisant le réseau public qu'en dernier recours stratégie gérée intelligemment par un onduleur hybride Axpert VM II 3 kW.

Le système de notre projet est installé à URAER :

- 2,72 kWc (polycristallin) + Onduleur Axpert 3 kW + 4 batteries gel (9,6 kWh).
- Charge réelle : Climatisation + PC + Agilent + projecteurs → 14,8 kWh/jour.
- Journée test (31 mai 2025) : Conditions extrêmes 850 W/m², T_cellule = 60°C → scénario réaliste et exigeant.

D'après les résultats expérimentaux obtenus :

- La production PV couvre la charge pendant la journée (diminuer la facture d'électricité).
- Réduire la pression sur le réseau national surtout en été et, par conséquent, éviter les coupures d'électricité.
- Assurer la disponibilité continue dans le laboratoire à l'URAER pour garantir de bons résultats.
- Les batteries assurent le stockage du surplus d'énergie PV et l'alimentation durant le pic d'utilisation du réseau.

Conclusion générale

- Le réseau électrique public (SONELGAZ) n'intervient que si les deux premières sources sont insuffisantes.
- Les résultats prouvent la faisabilité : le système fonctionne techniquement dans le désert saharien même en été.

Bibliographique

Bibliographique

- [1] BOUZID Allal .M et AZIZI.M, « Dimensionnement d'un système photovoltaïque l'alimentation d'une ferme .Étude de l'onduleur triphasé lié à cette application », Mémoire de projet de fin d'étude, Université d'Oran « Mohamed Boudiaf », 23 juin 2008
- [2] Thomas, M., 2014. Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d'implantation et en fonction des différentes technologies, p 24 ;
- [3] https://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_sun.php?lang=fr. Le dernier jour de consultation : le 08/05/2019.
- [4] Utku, D., 2014. Grid-connected photovoltaic system design for a shopping center in tartu ;
- [5] A. RICAUD. Photopiles solaires - de la physique de la conversion photovoltaïque aux filières, matériaux et procédés. Edition ISBN, 1997.
- [6] www.energie-environnement-upmc.fr/userfiles/file/.../MasterEESolaire.p...
- [7] www.ac-noumea.nc/jules-garnier/phyapp/solaire/doc/cours_photo.pdf
- [8] I. Vechiu, “ Modélisation et Analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome,” Thèse, Université du Havre, France, Décembre, 2005.

- [9] BRIGAND Sylvain Ingénieur de formation. Directeur dupôle Recherche et développement du bureau d'études GAEA Groupe, spécialisé dans le domaine de l'environnement et notamment de l'énergie renouvelable. «Les principes de l'énergie solaire photovoltaïque»,2008.
- [10] Installations photovoltaïques- Systèmes autonomies, Belpower division de reibel (Belgium) S.A.
- [11] BELHADJ Mohammed, «Modélisation D'un Système De Captage Photovoltaïque Autonome», mémoire de magister, Universitaire De Bechar ,2007-2008.
- [12]http://www.areborenergie.fr/encyclopedie/index.php/D%C3%A9finition_d%27une_batterie_solaire
- [13]http://www.areborenergie.fr/encyclopedie/index.php/Les_diff%C3%A9rents_mod%C3%A8les_de_batterie_solaire

Bibliographique

- [14] Yotto, H., 2011. Etude et conception d'une mini-centrale Photovoltaïque pour l'alimentation d'une partie de l'installation électrique de la presidence de la republique du benin, p 10-11 ;
- [15] Mustapha, B., 2015. Contribution à l'étude d'un générateur solaire pour site autonome, p 115 ;
- [16] Amara, K., 2015. Contribution à l'étude de conception d'une centrale photovoltaïque de puissance (1MW) interconnectée au réseau de distribution électrique moyenne tension, p 30-31 ;
- [17] Boukhlifa, H., 2017. Dimensionnement technique d'une installation photovoltaïque De 300kw ;
- [18] Doctorat MAKHLOUFI Salim, « contribution a l'optimisation des installations photovoltaïques par des commandes intelligentes», Thèse de doctorat, université HA D J L A K H D A R B A T N A ,19 janvier 2013
- [19] projet s'inscrit dans le cadre d'un programme national de recherche de développement qui vise la constitution d'une base de données dynamique (système d'information géographique) pour une gestion durable des ressources naturelles renouvelables dans un écosystème saharien.
- [20] DJERIOU Salim, «Simulation d'un système photovoltaïque alimentant une machine asynchrone» Thèse de Magister, Université ferhat abbas de setif 03/07/2011
- [21] MEHIMMEDETSI Boudjemâa ,«Application du formalisme Bond Graph à une chaîne de conversion d'énergie photovoltaïque» Thèse de Magister, 2007.
- [22] : The Bogdan, S.B., Salameh, Z.M., 1996. « Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and PV array in a wind/PV hybrid system ». IEEE Transactions on Energy Conversion 11 (2), 367–375.
- [23]: Bin, A., Hongxing, Y., Shen, H., Xianbo, L., 2003. «Computer aided design for PV/Wind hybrid system ». Renewable Energy 28, 1491–1512.
- [24]: M.Chikh, « Étude analytique conceptuelle des systèmes PV de puissance adopté aux site isolés de L'Algérie », thèse de magister, CDER, 1994.

Bibliographique

- [25]: Chaurey, C and S Deambi. 1992, « Battery storage Power systems: an overview ».Renewable Energy 2 (3):227-235.
- [26]: H.X.Yong,LU,J.Burnett, « Weather data and probability analysis of hybrid PVwind power generation systems in Hong Kong ». Renewable Energy 28 (2003) :1813-1824
- [27] : Antonio Luque and Steven Hegedus, Handbook of Photovoltaic Science and Engineering», John Wiley & Sons Ltd, 2003
- [28] : N. Abouchabana, « Etude d'une nouvelle topologie buck-boost appliquée à un MPPT », Mémoire de Magistère, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, Algérie, 2009.
- [29] : freestockgallery.de.
- [30] : [Http://www.thermoradiances.ch/energies-variable-soleil3.htm](http://www.thermoradiances.ch/energies-variable-soleil3.htm) .

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي



Université de Ghardaïa

Faculté des Sciences
et de la technologie

جامعة غرداية

كلية العلوم والتكنولوجيا

قسم : الآلية والكهربو ميكانيك

غرداية في: 20/10/2025

شعبة : الكهروتقني
تخصص: طاقات متعددة في الكهروتقني

شهادة ترخيص بالتصحيح والابداع:

انا الاستاذ: مصباح شرف عبد الكريم

بصفتي المشرف المسؤول عن تصحيح مذكرة تخرج ماستر المعونة بـ :

Système PV-batterie-réseau : dimensionnement optimal et validation expérimentale
dans la région de Ghardaïa

من انجاز الطالب :

امعیز الحاج أحمد عمر

التي نوقشت بتاريخ : 21/09/2025

أشهد ان الطلبة قد قاموا بالتعديلات والتصحيحات المطلوبة من طرف لجنة المناقشة وقد تم التحقق من ذلك من طرفنا وقد استوفت جميع الشروط المطلوبة.

امضاء المسؤول عن التصحيح

صادقة رئيس القسم



بكار بلقاسم
مساعد رئيس قسم الآلية والكهربو ميكانيك
وكيل بما بعد التخرج والبحث العلمي

عبدالكريم